

**UNIVERSIDAD CARLOS III DE MADRID**  
**ESCUELA POLITECNICA SUPERIOR**  
**DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**



**PROYECTO FIN DE CARRERA**  
**I.T.I.: ELECTRICIDAD**

Estudio de viabilidad de evacuación a la red de transporte de una central solar térmica.

**AUTOR:** Francisco Javier González Collados  
**TUTOR:** Fernando Soto Martos

Leganés, mayo de 2009

## ÍNDICE

|   |           |
|---|-----------|
| <i>1-. Introducción.</i>  | <i>3</i>  |
| <i>2-. Tipos de las centrales térmicas solares.</i>                               | <i>10</i> |
| <i>3-. Funcionamiento de las centrales térmicas solares de torre.</i>             | <i>15</i> |
| <i>4-. Funcionamiento de las centrales térmicas solares parabólicas de canal.</i> | <i>19</i> |
| <i>5-. Funcionamiento de las centrales térmicas solares de disco parabólico.</i>  | <i>22</i> |
| <i>6-. Panorama de la energía solar.</i>  | <i>23</i> |
| <i>7-. Actualidad de la energía termosolar en España.</i>                         | <i>35</i> |
| <i>8-. Análisis de sistemas eléctricos con PSS/E.</i>                             | <i>41</i> |
| 8.1-. Flujo de cargas.  | 41        |
| 8.2-. Corrientes de cortocircuito.  | 42        |
| 8.3-. Análisis nodal.   | 43        |
| <i>9-. Caso de estudio.</i>   | <i>46</i> |
| 9.1-. Aplicación.   | 46        |
| 9.2-. Estudio.  | 47        |
| <i>10-. Conclusiones.</i>   | <i>62</i> |
| <i>11-. Bibliografía.</i>   | <i>63</i> |
| <i>ANEXO 1-. Corrientes de cortocircuito en los nudos del sistema.</i>            | <i>64</i> |

## 1-. Introducción.

En los últimos años la demanda de energía eléctrica por todo el mundo ha tenido un crecimiento espectacular. Particularmente en España este aumento se ha podido notar tanto en el ámbito doméstico como en el industrial. Puesto que el consumo de energía es uno de los grandes medidores del progreso y bienestar de una sociedad, es ahora cuando se especula con el concepto de *crisis energética* debido a que las fuentes de energía de las que se abastece la sociedad se agotan paulatinamente. Un modelo económico como el actual, cuyo funcionamiento depende de un continuo crecimiento, exige también una demanda igualmente creciente de energía y de mejora de la eficiencia energética, promoviendo con ello el ahorro. Puesto que las fuentes de energía fósil y nuclear son finitas, es inevitable que en un determinado momento la demanda no pueda ser abastecida y todo el sistema económico colapse, salvo que se descubran y desarrollen otros nuevos métodos para ahorrar u obtener dicha energía.

Además de los problemas citados, no es menos importante la amenaza del cambio climático debido a la gran demanda energética y en particular de confort de la sociedad actual, este hecho impide parar los actuales sistemas de producción de energía y obliga a buscar nuevos métodos de obtención de ésta a rendimientos aceptables mediante el uso de las llamadas, y de sobra conocidas, energías renovables. Es importante reseñar que las energías renovables, por extraño que parezca, también son finitas, y como cualquier otro recurso natural tendrán un límite máximo de explotación, por tanto incluso aunque se pueda realizar la transición a estas nuevas energías de forma suave y gradual, tampoco van a permitir continuar con este modelo económico basado en el crecimiento perpetuo. Por todo esto, uno de los grandes retos en la actualidad mundial radica en lograr un mayor equilibrio con el medio ambiente pero sin perder el grado de confort, de forma que los indicadores de la economía global no se vean afectados. Es por ello por lo que surgió el concepto del desarrollo sostenible.

El término desarrollo sostenible, sustentable o perdurable se aplica al desarrollo socioeconómico y fue formalizado por primera vez en el documento conocido como *Informe Brundtland* (1987). Dicha definición se asumió en el Principio 3º de la Declaración de Río (1992):

*“El desarrollo sostenible es aquel que satisface las necesidades de las generaciones presentes sin comprometer las posibilidades de las del futuro para atender sus propias necesidades”.*

El ámbito del desarrollo sostenible puede dividirse conceptualmente en tres partes: ambiental, económica y social.

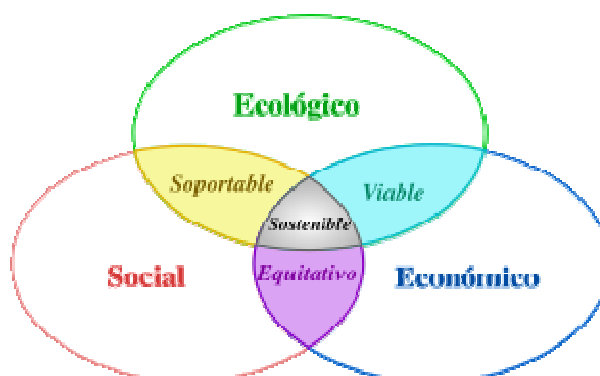


Figura 1.1: Esquema de los tres pilares del desarrollo sostenible

Los límites de los recursos naturales sugieren tres reglas básicas en relación con los ritmos de desarrollo sostenibles.

1. Ningún recurso renovable deberá utilizarse a un ritmo superior al de su generación.
2. Ningún contaminante deberá producirse a un ritmo superior al que pueda ser reciclado, neutralizado o absorbido por el medio ambiente.
3. Ningún recurso no renovable deberá aprovecharse a mayor velocidad de la necesaria para sustituirlo por un recurso renovable utilizado de manera sostenible.

Estas tres reglas están forzosamente supeditadas a la inexistencia de un crecimiento demográfico.

Las fuentes renovables de energía en las que puede basarse el desarrollo sostenible suelen dividirse en dos categorías: no contaminantes o limpias y contaminantes. Entre las primeras:

- a. El Sol: energía solar.
- b. El viento: energía eólica.
- c. Los ríos y corrientes de agua dulce: energía hidráulica.
- d. Los mares y océanos: energía mareomotriz.
- e. El calor de la Tierra: energía geotérmica.
- f. Las olas: energía oleomotriz.

Las contaminantes (que son las realmente renovables, es decir, que literalmente se renuevan) se obtienen a partir de la materia orgánica o biomasa, y se pueden utilizar directamente como combustible (madera, residuos sólidos urbanos u otra materia vegetal sólida), bien convertida en bioetanol o biogás mediante procesos de fermentación orgánica o bien en biodiésel. Tienen el mismo problema que la energía producida por combustibles fósiles: en la combustión emiten dióxido de carbono, gas de efecto invernadero, y a menudo son aún más contaminantes puesto que la combustión no es tan limpia. Sin embargo se encuadran dentro de las energías renovables porque el dióxido de carbono emitido será utilizado por la siguiente generación de materia orgánica.

El ideal de lo que sería la filosofía de un sistema basado en el desarrollo sostenible propiamente dicho se puede ver en el estudio *Renovables 100%* publicado por Greenpeace en Octubre de 2006 sobre la posible aplicación de este tipo de energías en la zona peninsular española y la viabilidad económica de implantación de estas para el año 2050. En el estudio se cuantifica y evalúa técnicamente la viabilidad de un escenario basado únicamente en energías renovables para el sistema de generación eléctrica peninsular.

En 2005 se presentaron los resultados de la primera fase del estudio, en la que se procedió a desarrollar las condiciones de contorno necesarias para desarrollar el resto del mismo. En concreto, uno de los principales resultados de la primera fase fue la obtención de los techos de potencia y generación de todas las tecnologías renovables conocidas consideradas con su reparto espacial a lo largo del territorio peninsular.

Techo potencia = 5.471 GWp → SM = 122

Techo generación = 15.798 TWh/a

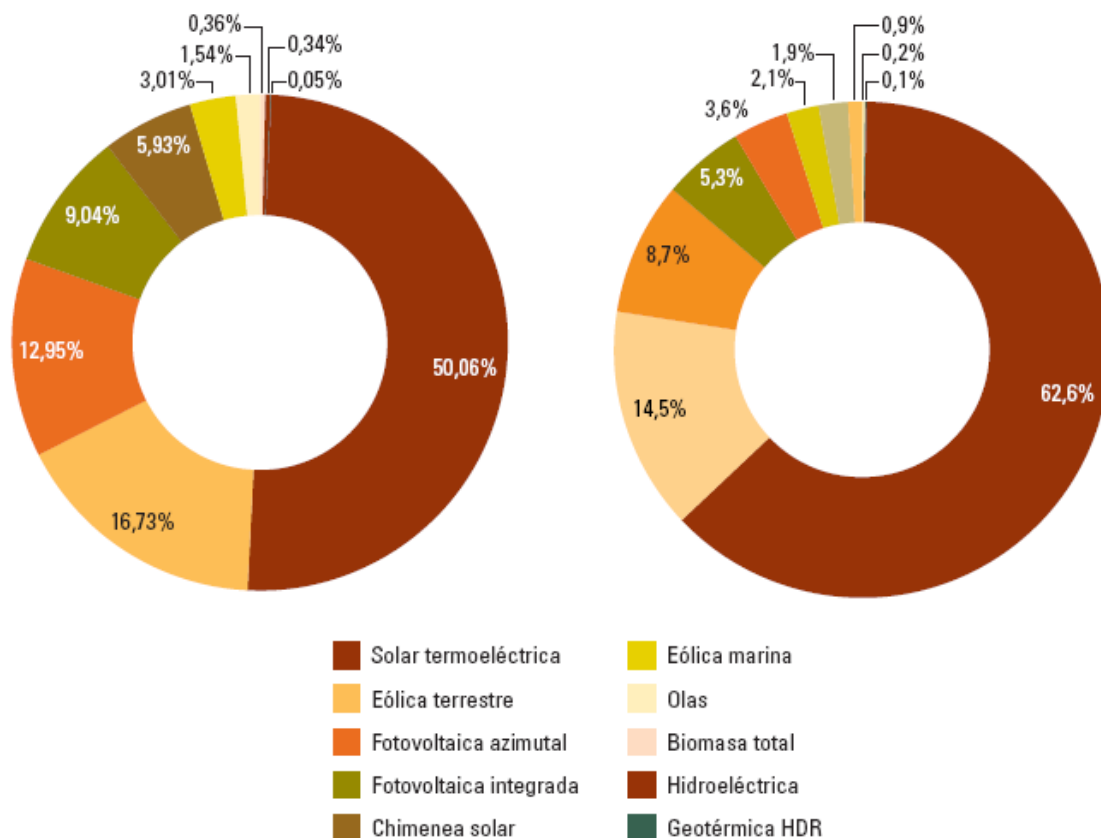


Figura 1.2: Techo de potencia y generación con tecnologías renovables en la España peninsular. “Renovables 100%”, 2006.

El techo de potencia obtenido, al nivel peninsular en el estudio se cifra en 5471 GWp, lo cual constituye 122 veces la demanda eléctrica punta proyectada para el año 2050 en el marco de este estudio.

Para obtener el techo de generación a partir del techo de potencia, en 2005 se desarrolló un análisis prospectivo de las distintas tecnologías consideradas, evaluando las actuaciones de las mismas en las 47 provincias peninsulares. Este análisis condujo a una valoración del techo de generación en 15.798 TWh/a, que constituye más de 56 veces la demanda eléctrica peninsular proyectada para el 2050 y más de 10 veces la demanda de energía total para esas fechas.

La gran cantidad de recurso existente proporcionaría las bases para plantear la viabilidad técnica de un sistema basado 100% en energías renovables para cubrir la demanda de energía en el año 2050. Nótese que en el estudio la energía renovable que más peso tiene es la energía conseguida a través de la ayuda de los rayos solares y dentro de las energías solares: la energía termosolar, en la que se basa todo el estudio.

Lamentablemente, el estudio de Greenpeace no se puede tomar completamente en serio puesto que el gran problema de las energías renovables es su disponibilidad. Por lo que se necesita seguir utilizando un sistema de producción energética basado en la explotación de recursos no renovables, de momento, de las que podamos disponer cuando se necesiten para poder garantizar el suministro. Ahora bien, hay que intentar

dar cabida en el sistema de generación complementándolo con energías renovables y dentro de ellas en las que más se está avanzando: las basadas en el aprovechamiento de la energía solar.

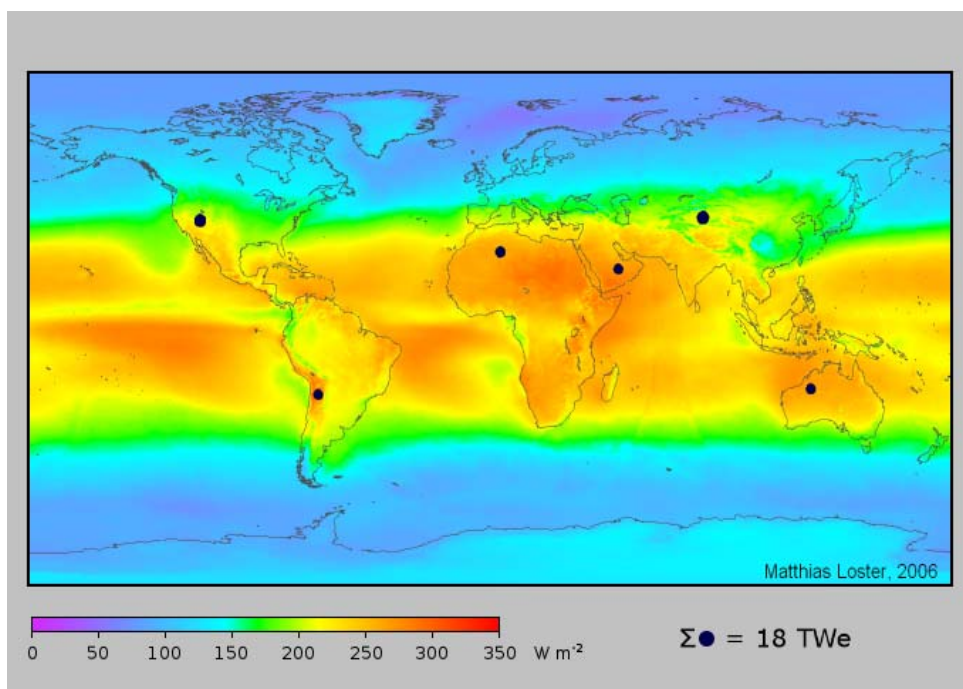
### **La energía solar.**

El Sol, fuente de vida y origen de las demás formas de energía que el hombre ha utilizado desde los albores de la Historia, puede satisfacer todas las necesidades planteadas, si se consigue aprovechar de forma racional la luz que continuamente derrama sobre el planeta. Ha brillado en el cielo desde hace unos cinco mil millones de años, y se calcula que todavía no ha llegado ni a la mitad de su existencia.

Durante el presente año, el Sol arrojará sobre la Tierra cuatro mil veces más energía que la que se va a consumir. No sería racional no intentar aprovechar, por todos los medios técnicamente posibles, esta fuente energética gratuita, limpia e inagotable, que pueden poner fin definitivamente de la dependencia del petróleo o de otras alternativas poco seguras, contaminantes o, simplemente, agotables. España, por su privilegiada situación y climatología, se ve particularmente favorecida respecto al resto de los países de Europa, ya que sobre cada metro cuadrado de su suelo inciden de media al año unos 1.500 Kw/h de energía, cifra similar a la de muchas regiones de América Central y del Sur. Esta energía puede aprovecharse directamente en forma de calor, o bien ser convertida en otras formas útiles como, por ejemplo, en electricidad.

La potencia de la radiación varía según el momento del día, las condiciones atmosféricas que la amortiguan y la latitud. Se puede asumir que en buenas condiciones de irradiación el valor es superior a los 1000 W/m<sup>2</sup> en la superficie terrestre. A esta potencia se la conoce como irradiancia. La radiación es aprovechable en sus componentes directa y difusa, o en la suma de ambas. La radiación directa es la que llega directamente del foco solar, sin reflexiones o refracciones intermedias. La difusa es la emitida por la bóveda celeste diurna gracias a los múltiples fenómenos de reflexión y refracción solar en la atmósfera, en las nubes, y el resto de elementos atmosféricos y terrestres. La radiación directa puede reflejarse y concentrarse para su utilización, mientras que no es posible concentrar la luz difusa que proviene de todas direcciones. La irradiancia directa normal (o perpendicular a los rayos solares), fuera de la atmósfera recibe el nombre de constante solar y tiene un valor medio de 1354 W/m<sup>2</sup> (que corresponde a un valor máximo en el perihelio de 1395 W/m<sup>2</sup> y un valor mínimo en el afelio de 1308 W/m<sup>2</sup>).

A continuación se puede observar un mapa de la media de incidencia de radiación solar durante un periodo de tres años de duración. En el supuesto de que se pudieran instalar seis centrales eléctricas solares con una superficie de paneles de 30.000 km<sup>2</sup> (prácticamente la superficie de la comunidad autónoma de Galicia) en las zonas marcadas en el mapa, se podría proveer algo más que la energía actualmente consumida en el mundo (asumiendo una eficiencia de conversión energética del 8%), incluyendo la proveniente de calor, energía eléctrica, combustibles fósiles, etcétera. Lo que hace ver con claridad la gran cantidad de energía en forma de calor y radiación que cae sobre la superficie terrestre. Los colores indican la radiación solar promedio entre 1991 y 1993 (tres años, calculada sobre la base de 24 horas por día y considerando la nubosidad observada mediante satélites):



*Figura 1.3: media de incidencia de radiación solar sobre la Tierra.*

Es preciso, no obstante, señalar que existen algunos problemas que se deben afrontar y superar. Aparte de las dificultades que una política energética solar avanzada conllevaría por sí misma, hay que tener en cuenta que esta energía está sometida a continuas fluctuaciones y a variaciones más o menos bruscas. Así, por ejemplo, la radiación solar es menor en invierno, precisamente cuando más se suele necesitar.

Es de vital importancia proseguir con el desarrollo de la incipiente tecnología de captación, acumulación y distribución de la energía solar, para conseguir las condiciones que la hagan definitivamente competitiva, a escala planetaria. Básicamente del Sol se puede obtener calor y electricidad puesto que la radiación solar incidente en la Tierra es aprovechable por su capacidad para calentar o directamente a través de la captación de radiación a través de dispositivos ópticos o de otro tipo capaces de transformarla en energía eléctrica. Es un tipo de energía renovable y limpia, lo que se conoce como energía verde. El calor se logra mediante los captadores o colectores térmicos, y la electricidad, a través de los llamados módulos o células fotovoltaicas. Ambos procesos nada tienen que ver entre sí, ni en cuanto a su tecnología ni en su aplicación.

Por un lado se encuentran las llamadas **células fotovoltaicas**, dispuestas en paneles solares, que ya producían electricidad en los primeros satélites espaciales. Actualmente se perfilan como la solución definitiva al problema de la electrificación rural, con clara ventaja sobre otras alternativas, pues, al carecer los paneles de partes móviles, resultan totalmente inalterables al paso del tiempo, no contaminan ni producen ningún ruido en absoluto, no consumen combustible y no necesitan mantenimiento. Además, y aunque con menos rendimiento, funcionan también en días nublados, puesto que captan la luz que se filtra a través de las nubes. Además puede ser perfectamente complementada con otras energías convencionales, para evitar la necesidad de grandes y costosos sistemas de acumulación con el apoyo de un sistema convencional a gas o eléctrico. La

electricidad obtenida puede usarse de manera directa o bien ser almacenada en acumuladores para usarse en las horas nocturnas. También es posible inyectar la electricidad generada en la red eléctrica, obteniendo un importante beneficio. Los rendimientos típicos de una célula fotovoltaica (aislada) de silicio policristalino oscilan alrededor del 10%. Para células de silicio monocristalino, los valores oscilan en el 15%. Los paneles solares fotovoltaicos tienen un rendimiento bastante bajo (en torno a un 18 %) y no producen calor que se pueda volver a aprovechar, en la siguiente imagen se puede ver una serie de paneles fotovoltaicos:



*Figura 1.4: paneles solares fotovoltaicos.*

Si se consigue que el precio de las células solares siga disminuyendo, iniciándose su fabricación a gran escala, es muy probable que, para la segunda década del siglo, una buena parte de la electricidad consumida en los países ricos en sol tenga su origen en la conversión fotovoltaica.

Por otro lado los **sistemas solares de aprovechamiento térmico** funcionan recogiendo el calor con la ayuda de colectores, este calor, puede destinarse a satisfacer numerosas necesidades. Por ejemplo, se puede obtener agua caliente para consumo doméstico o industrial, también, y aunque pueda parecer extraño, otra de las aplicaciones del calor solar es la refrigeración durante las épocas cálidas, precisamente cuando más radiación solar hay. En efecto, para obtener frío hace falta disponer de una fuente cálida. En los países árabes ya funcionan acondicionadores de aire que utilizan eficazmente la energía solar.

La energía solar térmica es una buena alternativa al uso de fueloil o cualquier tipo de calderas que usen combustibles fósiles, pero hasta hace poco y sobre todo más que por su complejidad por su elevado precio no se han podido construir demasiadas centrales eléctricas de este tipo, la mayoría han sido proyectos experimentales. Se espera que con su producción en serie se pueda llegar a conseguir una mejora en el aspecto económico, abaratándose los costes de producción de los componentes de este tipo de centrales y facilitándose así la posibilidad de construir nuevas centrales para poder generar energía de una manera limpia.

En contraste con los sistemas fotovoltaicos, las centrales eléctricas térmicas solares permiten garantizar una cierta capacidad y por esta garantía que ofrecen son una opción mucho más viable que las centrales eléctricas fotovoltaicas puesto que son capaces de



producir electricidad incluso en condiciones adversas para ellas, si esto fuera necesario. Durante períodos de mal tiempo o durante la noche, quemadores de combustible fósil paralelos son válidos para conseguir producir el vapor. En estos quemadores paralelos también existe la posibilidad de quemar combustibles ecológicos tales como biomasa, o hidrógeno producido por energías renovables. Con un almacenaje térmico también se logra producir energía durante algunas horas. Un sistema de almacenaje ya probado funciona con dos tanques uno frío y otro caliente utilizando sal fundida como fluido de trabajo. El exceso de calor del campo de colectores solares calienta la sal fundida, para después bombearla del tanque frío al tanque caliente. Cuando el campo de colectores solares no puede producir suficiente calor para conducir a la turbina, la sal fundida se bombea del tanque caliente nuevamente al tanque frío, y va calentando en el proceso el aceite de los colectores mediante transferencia térmica.

Otro tipo de sistema de aprovechamiento térmico puede encontrarse en la llamada **torre** o **chimenea solar** que trata de aprovechar la energía solar mediante la convección de aire. Con la radiación solar se calienta el aire bajo un gran techo colector transparente, debido a la diferencia de densidades entre el aire caliente del interior del colector y el aire frío del ambiente, el aire del interior fluye hacia el centro del techo colector donde asciende a través de una chimenea impulsando turbinas de fases de presión las cuales generan energía eléctrica. Estas turbinas son generadores eléctricos similares a los de los aerogeneradores, que producen electricidad limpia y sin consumo de agua. La superficie acristalada puede usarse parcialmente como invernadero y la instalación de acumuladores de calor en la misma permiten la generación nocturna de electricidad.

El principal problema de esta propuesta es la diferencia relativamente pequeña entre la temperatura más alta y más baja del sistema. El teorema de Carnot restringe enormemente la eficacia de la conversión en estas circunstancias. Otro de los problemas es el gran espacio que requieren estas centrales, para sustituir una típica central eléctrica de carbón de 2000 MW haría falta un área de, aproximadamente, 380 km<sup>2</sup>, cuatro veces la superficie de la isla de Formentera o dos terceras partes de la superficie de la isla de Ibiza. Así pues se conseguiría que esta tecnología fuera útil sólo en ciertos espacios, como desiertos o zonas en las que se pudieran aprovechar los coproductos.



*Figura 1.5: A la izquierda se puede ver el interior del colector de una torre solar de aire ascendente utilizado como huerta. A la derecha se observa la perspectiva exterior de una torre o chimenea solar.*

## **2-. Tipos de las centrales térmicas solares.**

Una central térmica solar o central termosolar es una instalación industrial en la que, a partir del calentamiento de un fluido mediante radiación solar y su uso en un ciclo termodinámico convencional, se produce la potencia necesaria para mover un alternador tal y como se hace en una central térmica clásica.

Constructivamente, es necesario concentrar la radiación solar para que se puedan alcanzar temperaturas elevadas, desde 300 °C hasta 1000 °C en el receptor, y obtener así un rendimiento aceptable en el ciclo termodinámico, que no se podría obtener con temperaturas más bajas. La captación y concentración de los rayos solares se hacen por medio de espejos con orientación automática que apuntan a una torre central donde se calienta el fluido, o con mecanismos más pequeños de geometría parabólica. Existen por tanto dos modos de producir electricidad por energía solar térmica: De alta o de baja concentración. La filosofía de ambas consiste en calentar un fluido que al evaporarse hace mover una turbina. A partir de ahí, el funcionamiento es similar al de una central de generación de electricidad cualquiera: térmica, nuclear. La diferencia en este caso radica en la fuente de energía, el Sol, una fuente inagotable y que no contamina. El rendimiento global de una central termosolar de generación de electricidad está en el rango del 16-20%.

Los fluidos y ciclos termodinámicos escogidos en las configuraciones experimentales que se han ensayado, así como los motores que implican, son variados, y van desde el ciclo Rankine (centrales nucleares, térmicas de carbón) hasta el ciclo Brayton (centrales de gas natural) pasando por muchas otras variedades como el motor de Stirling, siendo las más utilizadas las que combinan la energía termosolar con el gas natural.

En ambos casos (alta o baja concentración), la energía calorífica solar se transforma generalmente en energía eléctrica, aunque existe la posibilidad de almacenar calor. Uno de las grandes inconvenientes de la energía solar es su discontinuidad en el tiempo, pero en el caso de los sistemas de concentración se le añade además una segunda restricción, ya que estos sistemas sólo aprovechan la radiación solar directa, por lo que necesitan que no haya nubes. Para solventar estos problemas se disponen de sistemas de almacenamiento térmico que previenen además de posibles daños producidos por transitorios que se puedan producir debidos a las fluctuaciones de la energía solar.

Atendiendo al medio en el cual se almacena la energía térmica, se pueden distinguir dos tipos de sistemas:

1-. Sistemas de almacenamiento en medio único.

2-. Sistemas de almacenamiento en medio dual.

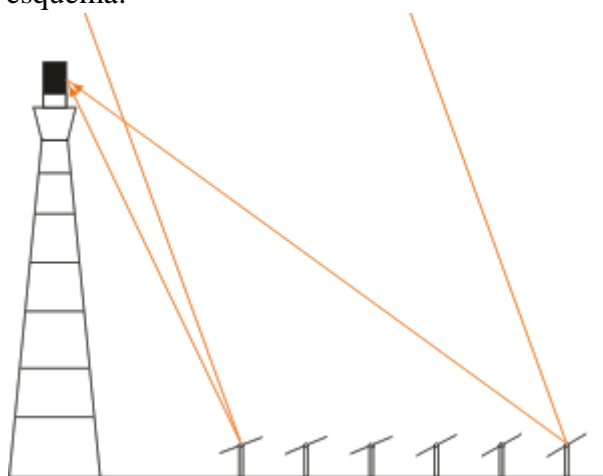
Los sistemas de almacenamiento en medio único son aquellos en los que el medio utilizado para almacenar la energía térmica es el mismo fluido que circula por los colectores solares. Los más comunes utilizan aceite sintético como fluido de trabajo y como medio de almacenamiento. La eficiencia de estos sistemas es superior al 90%.

Los sistemas de almacenamiento en medio dual son aquellos en los que el almacenamiento de calor se efectúa en un medio diferente al fluido de trabajo que se calienta en los colectores solares. Los medios de almacenamiento más comunes son las placas de hierro, materiales cerámicos o el hormigón. La eficiencia de estos sistemas ronda el 70%.

A continuación se ofrece una breve introducción sobre los tipos de centrales solares térmicas existentes:

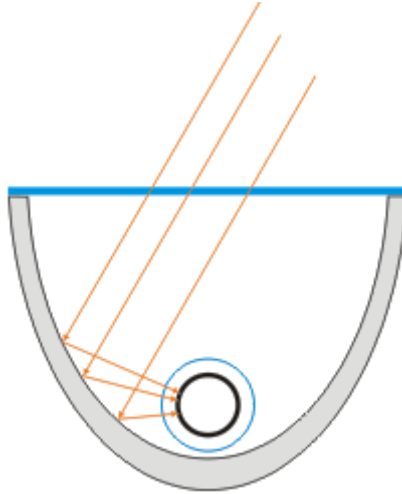
Planta de torres solares o térmicas de torre: Es un dispositivo de alta concentración también conocido como sistema de receptor central. Consistente en la colocación de un campo de numerosos espejos controlados que concentran la radiación solar en un absorbedor de calor o receptor, colocado en lo alto de una torre, utilizado para transformar la radiación solar recibida en calor a muy altas temperaturas.

Dependiendo del tipo de receptor este tipo de centrales térmicas se puede clasificar como centrales de receptor volumétrico abierto o bien centrales de receptor volumétrico de aire presurizado. Con el sistema de nuevo desarrollo, ronda el 50% en sus primeras versiones, tiene la ventaja que puede funcionar 24 horas al día a base de agua caliente almacenada durante las horas de sol. Hasta ahora, este tipo de centrales solo se realizaban como proyectos de investigación. La concentración de la luz solar se logra según el siguiente esquema:



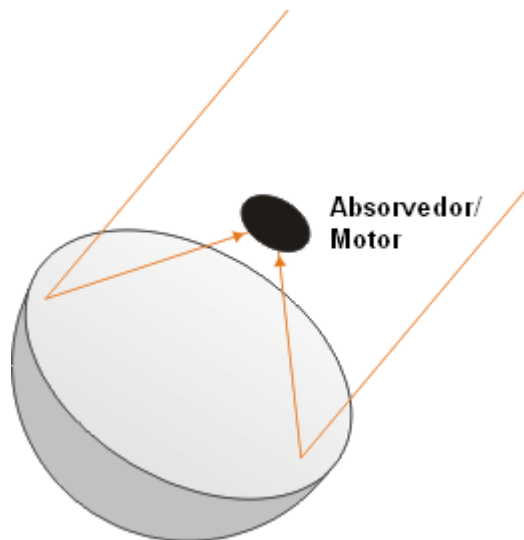
*Figura 2.1: Sistema de receptor central con reflectores distribuidos y foco puntual*

Plantas de concentradores cilíndricos parabólicos (CCP) o térmicas parabólicas de canal: Es un dispositivo de baja concentración consistente, como en el caso anterior, en la colocación de un campo de numerosos espejos pero esta vez, se trata de un conjunto de colectores cilindro parabólicos que también se mueven con el sol concentrando la radiación en una tubería ubicada a lo largo del foco, la cual concentra el fluido de trabajo que transporta el calor adquirido. Dicha tubería contiene un tubo absorbedor situado en la línea focal de los espejos. Con la ayuda de colectores, cilindros parabólicos de 6 metros de anchura y cientos de metros de longitud, se consiguen temperaturas considerablemente altas, alrededor de unos 400°C, bastantes más bajas que el sistema de foco central aunque se consigue un rendimiento mayor que puede alcanzar el 70% de transferencia de energía solar a térmica. Esta tecnología es algo más antigua que la anterior y está funcionando comercialmente con éxito desde hace 20 años en nueve plantas existentes en California, con una potencia total de 354 MW y ha generado, hasta la fecha, más de 10 TWh de energía solar. La concentración de la luz solar por este otro método se muestra en la siguiente figura:



*Figura 2.3: Colector parabólico receptor de foco lineal*

Otra variante de central térmica solar son las llamadas plantas de unidades de disco parabólico o Dish-Stirling: este tipo de planta pertenece a las de alta concentración. Al igual que las de colectores cilíndricos parabólicos, producen energía eléctrica con la ayuda de un espejo parabólico. El espejo realiza un seguimiento solar para poder aprovechar mejor las horas de sol y pueden alcanzar temperaturas de hasta  $1000^{\circ}\text{C}$  en el receptor. En el punto focal de estos espejos se monta un motor Stirling, para convertir el calor en electricidad consiguiendo un rendimiento del 30-40%. Como ventaja añadida, el calor residual puede ser reaprovechado por cogeneración. La concentración de la luz del sol se puede lograr por varias técnicas por ejemplo la mostrada en la ilustración siguiente:



*Figura 2.4: Colector parabólico receptor de foco puntual (disco Stirling).*

El factor máximo teórico para la concentración de la luz solar en cualquier tipo de sistema es 46.211. Es finito puesto que el sol no es realmente una fuente de radiación puntual, sino que varía su posición continuamente. La temperatura máxima que puede ser alcanzada de la concentración de luz solar es igual a la temperatura superficial del sol o sea de unos 5500°C. Si el factor de concentración es más bajo, la temperatura máxima disminuye. Sin embargo, los sistemas reales, lógicamente, no alcanzan estos máximos teóricos de temperatura. Esto se debe a que no es posible construir un sistema absolutamente exacto, y además los sistemas que transportan el calor a los usuarios, también reducen la temperatura del receptor. Si el proceso del traspaso térmico se detiene el colector puede alcanzar temperaturas extremadamente altas.

A continuación se muestra una tabla-resumen en la que se comparan las principales características de las tecnologías vistas hasta ahora para el desarrollo de centrales termosolares, así como una fotografía en la que se muestran los tres tipos de centrales juntos.

|                     | Central de torre  | Concentrador (CCP)   | Disco Parabólico  |
|---------------------|---|--|---|
| <b>Aplicaciones</b> | Centrales conectadas a la red, calor de proceso a alta temperatura (unidad mayor construida hasta la fecha: 10 MWe)   | Centrales conectadas a la red, calor de proceso (unidad mayor construida hasta la fecha: 80 MWe)   | Aplicaciones independientes o pequeños sist. eléctricos aislados (unidad mayor construida hasta la fecha: 25 kWe)   |
| <b>Ventajas</b>     | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Buenas perspectivas a medio plazo de altas eficiencias de conversión con colección solar operando a temperaturas de hasta 1000°C potenciales (565°C probados a 10MW)</li> <li>• Almacenamiento a altas T (°C) Operación híbrida posible</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Comercialmente disponible—más de 10.000 millones de kWh de experiencia operacional; operan a una temperatura potencial de hasta 500°C (400°C comercialmente probados)</li> <li>• Rendimiento anual comercialmente probado del 14% de la producción solar eléctrica a la red</li> <li>• Costes de inversión y operación comercialmente probados</li> <li>• Modularidad</li> <li>• Mejor empleo del terreno</li> <li>• Demanda de material más baja</li> <li>• Concepto híbrido probado</li> <li>• Capacidad de almacenamiento</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Eficiencia de conversión muy alta — máxima de solar a eléctrica de aproximadamente un 30%</li> <li>• Modularidad</li> <li>• Operación híbrida posible</li> <li>• Experiencia operacional de los primeros prototipos</li> </ul> |
| <b>Desventajas</b>  | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Valores de rendimiento anual proyectados, costes de inversión y operación todavía no vistos en operación comercial</li> </ul>  | <ul style="list-style-type: none"> <li>• El uso de aceites como medios de transferencia de calor restringe las temperaturas de operación a 400°C, lo que origina calidades de vapor moderadas</li> <li>• Mucho terreno y agua</li> </ul>   | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Fiabilidad tiene que mejorar</li> <li>• Todavía por conseguir los costes proyectados de producción en masa</li> </ul>  |

*Tabla 2.1: Comparación de tecnologías de electricidad solar térmica.*



*Figura 2.5: Comparación de tecnologías de electricidad solar térmica, de izquierda a derecha: central térmica de torre, central térmica parabólica de canal y central térmica de discos parabólicos.*



### 3-. Funcionamiento de las centrales térmicas solares de torre.

Las centrales eléctricas térmicas solares de torre, también conocidas como sistemas de receptor central, poseen grandes espejos con sistemas de seguimiento al Sol con dos ejes que se instalan alrededor de la citada torre. Estos espejos levemente curvados también son llamados helióstatos; un ordenador calcula la posición ideal para cada uno de estos espejos (hay que recordar que el movimiento del sol en una determinada latitud y para una época del año y un día concretos está totalmente determinado), y un mecanismo impulsado por un motor lo orienta hacia el sol consiguiendo así el máximo aprovechamiento de las horas de luz natural diarias. Existen dos configuraciones básicas: en la primera, los helióstatos rodean completamente a la torre central (cilíndrica y de superficie con alta conductividad térmica). En el segundo caso, los helióstatos están colocados al norte de la torre receptora, como la de la figura 3.1:



*Figura 3.1: espejos, torre y absorbedor de calor*

Por tanto, una central de torre está compuesta por un sistema concentrador o campo de helióstatos, que capta y concentra la componente directa de la radiación solar sobre un receptor (donde se produce la conversión de la energía radiante en energía térmica) que suele instalarse en la parte superior de una torre. El sistema debe ser muy exacto para asegurar que la luz del sol esté realmente centrada en la punta de la torre y conseguir así que el sistema sea todo lo eficiente que se necesita. Es allí donde está localizado el receptor, el cual se calienta hasta temperaturas de 1000°C o más y que es el encargado de transmitir el calor a otra parte de la central.

Para transportar el calor obtenido en el receptor desde este hasta el generador de vapor se pueden utilizar diversos fluidos de trabajo que pueden ser, entre otros: aire caliente, vapor de agua (el generador de vapor es inexistente en este tipo de centrales), sodio fundido o sales fundidas, según la tecnología. Una vez transportado el calor hasta el generador de vapor se produce vapor de agua sobrecalentado, el cual acciona una turbina y esta, a su vez, un generador eléctrico, al igual que en el caso de las centrales eléctricas convencionales.

El proceso productivo que conduce a la obtención de energía eléctrica a partir de la energía solar es el siguiente:

- El campo de helióstatos concentra la radiación solar en el receptor de cavidad, situado en la parte alta de una torre.
- El receptor produce vapor saturado a 250 °C y 40 bar. Para alimentar un calderín, que puede considerarse como un pequeño sistema de almacenamiento térmico.
- El vapor es enviado al turbogenerador, donde se expande con objeto de producir energía eléctrica. En la zona de alta y baja presión de la turbina se dispondrá de un separador de humedad. A la salida del turbogenerador, el vapor se lleva a un condensador de torre refrigerado por agua.
- Del condensador se vuelve a llevar al receptor cerrando de esta manera el circuito. La salida del condensador es precalentada con dos extracciones de la caldera a diferentes presiones (16 y 0,8 bar.) y con una extracción del receptor, hasta obtener 245 °C.
- Para los periodos transitorios, en que el receptor solar no da todo el calor necesario por ejemplo por el paso de nubes, se dispondrá de un sistema de almacenamiento térmico. Durante la operación normal de la planta, y principalmente durante los periodos en los que se produzcan en el receptor puntas de vapor que no puedan ser aprovechadas en el turbogenerador, se tomará una parte del vapor producido para cargar el sistema de almacenamiento. De esta manera cuando se produzca un transitorio, se descargará vapor que será enviado al turbogenerador para poder operar en condiciones del orden del 50% de la carga.

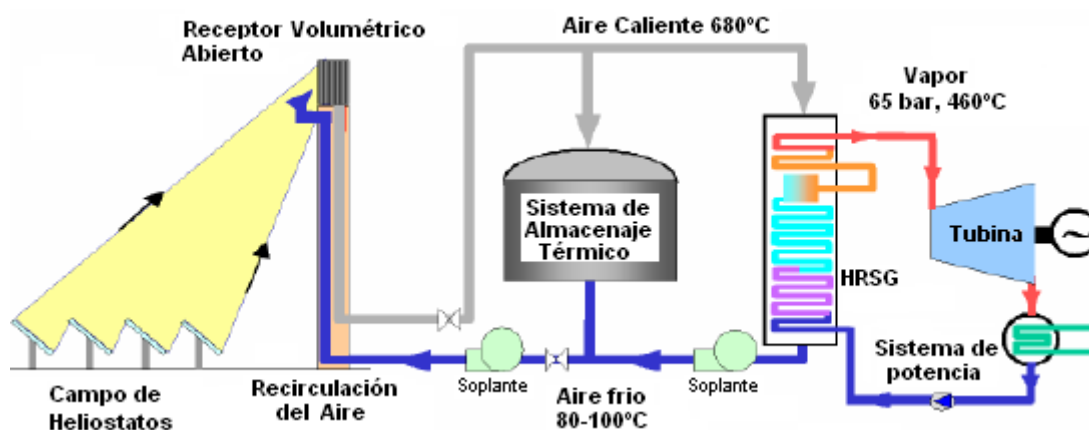


Figura 3.2: esquema del funcionamiento de una central térmica solar de torre de aire caliente.

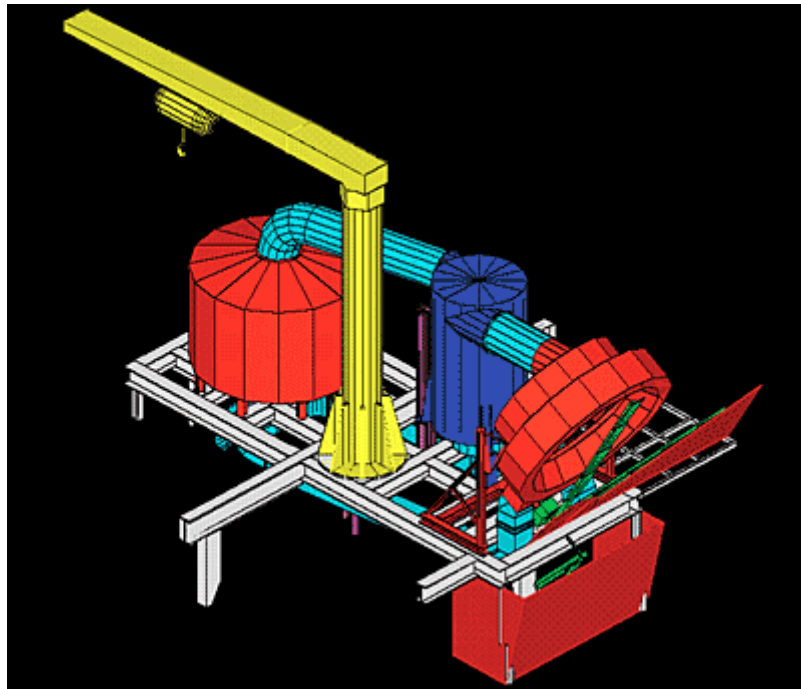
Como se ha señalado en el apartado anterior, se pueden identificar dos tipos de central clasificándolas por su tipo de receptor:

### Receptor volumétrico abierto

El primer tipo de torre solar que veremos utiliza el concepto de receptor volumétrico abierto. En este, un soplador transporta el aire del ambiente haciéndolo pasar a través del receptor, el cual es calentado por la luz del sol reflejada. El receptor está compuesto por una malla de alambre, materiales cerámicos o metálicos creando una estructura en



forma de panal, la cual es atravesada por aire que se calienta hasta temperaturas entre los  $650^{\circ}\text{C}$  y  $850^{\circ}\text{C}$ . En la parte delantera, el aire frío entrante refresca la superficie del receptor. Por lo tanto, la estructura volumétrica produce las temperaturas más altas dentro del receptor, reduciendo las pérdidas por radiación térmica en la superficie de este. Luego, el aire ya caliente alcanza la caldera, donde se produce el vapor. Consta también de un quemador y un sistema de almacenaje térmico que pueden garantizar así la capacidad en este tipo de central.



*Figura 3.3: Vista artística del receptor de la torre CESA-I ubicado a un nivel de 80 m. A la derecha e inclinado se puede observar el receptor solar, en la parte central la grúa y el generador de vapor y a la izquierda el almacenamiento térmico.*

### **Receptor de aire presurizado**

El concepto de receptor volumétrico de aire presurizado ofrece nuevas oportunidades a las plantas solares térmicas de torre. Un compresor, colocado a la entrada del aire en el absorbedor o receptor de calor, presuriza el aire hasta cerca de 15 bar; una bóveda de cristal transparente cubre el receptor y separa de este modo el absorbedor del ambiente. Dentro del receptor, el aire presurizado se calienta pudiendo alcanzar temperaturas de hasta  $1100^{\circ}\text{C}$  el paso siguiente consiste en que el aire caliente accione una turbina de gas. Esta turbina está conectada con un compresor y un generador con el que se consigue producir electricidad.

El exceso de calor de la turbina de gas va a una caldera y además impulsa un proceso ciclo de vapor. El proceso combinado de la turbina de gas y de vapor puede alcanzar eficiencias por encima del 50%, mientras que la eficiencia de un ciclo de turbina de vapor simple es de solamente el 35%. Esto permite obtener sistema solares con eficiencias superiores al 20%.

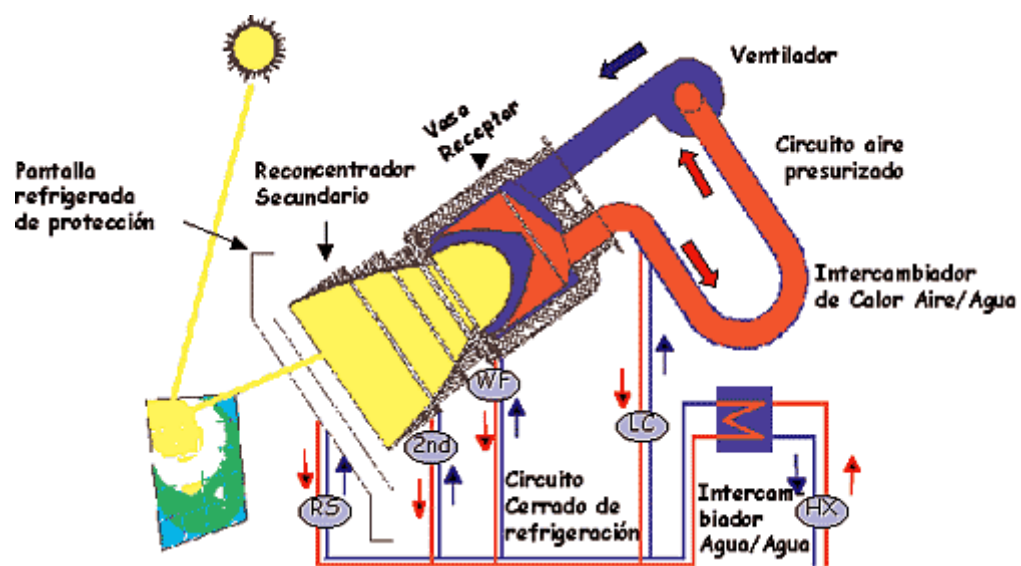


Figura 3.4: detalle del receptor de aire presurizado volumétrico situado en la cavidad del nivel de 60 m de la torre CESA-I.

#### 4-. Funcionamiento de las centrales térmicas solares parabólicas de canal.

La diferencia de las centrales parabólicas de canal con las de torre radica en el modo de recolectar la energía solar. En lugar de heliostatos se emplean grandes espejos curvados de forma cilindro parabólica denominados colectores (pueden concentrar la luz del sol en un factor de 80) que se colocan formando una larga fila sobre la línea focal de los espejos que puede ir desde los trescientos a los seiscientos metros, y a su vez se instalan múltiples filas paralelas formando así un campo de colectores solares. Además, estos colectores poseen sistemas de seguimiento de un eje para seguir al sol.



Figura 4.1: Principios de operación y trayectoria diaria de un colector parabólico.

Los sistemas parabólicos típicamente tienen una línea focal horizontal simple y por lo tanto rastrean el sol a lo largo de un solo eje, ya sea norte-sur o este-oeste. Una orientación norte-sur provee un poco mas de energía anual que la este-oeste, pero el potencial en invierno es menor en latitudes medianas. En contraste, una orientación este-oeste provee un producto más constante a través del año.

En la línea focal de las parabólicas se encuentra un tubo de absorción metálico que recibe los rayos concentrados del Sol, esta tubería generalmente se embute dentro de un tubo de cristal al vacío para reducir pérdidas de calor y conseguir de este modo un mayor aprovechamiento de la energía solar. Esto se mejora con una capa selectiva especial, resistente a altas temperaturas, que reduce las pérdidas por radiación de calor.

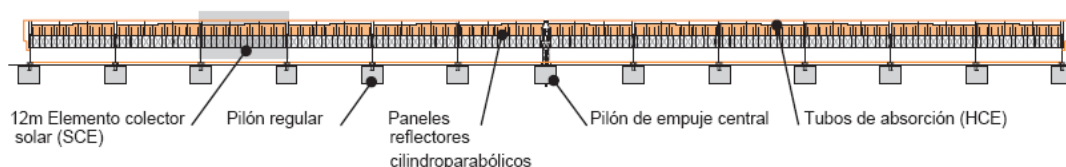
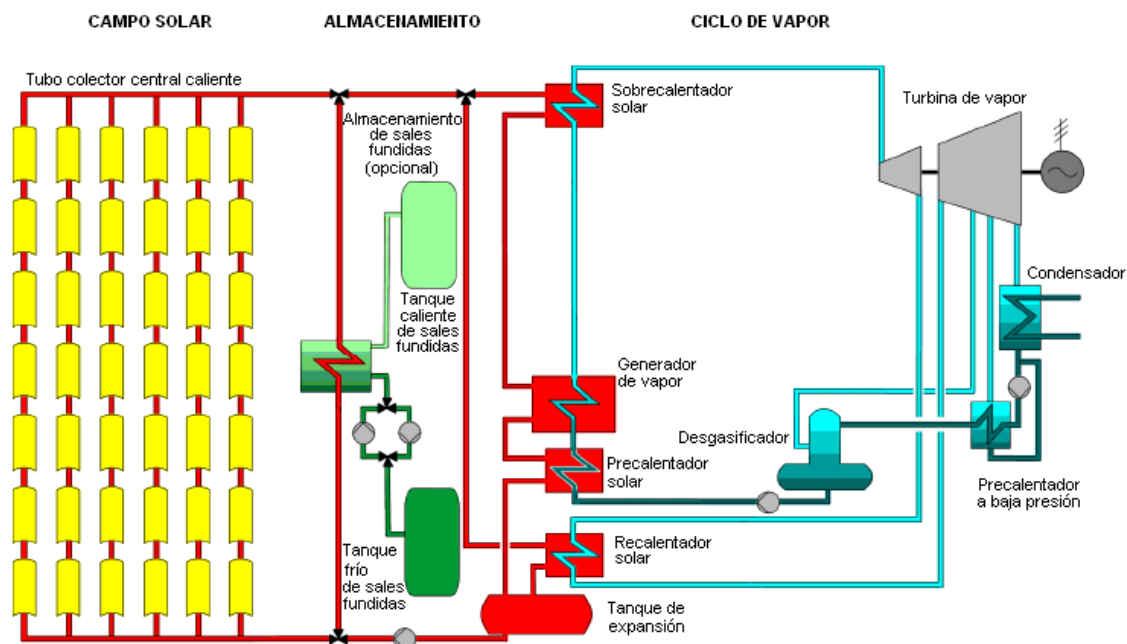


Figura 4.2: Vista lateral de una unidad colectora ET150. EuroColector de 150m de largo.

En estos sistemas se utiliza aceite térmico o algún otro fluido de transferencia térmica para atravesar el tubo de absorción e iniciar de esta manera el proceso que permitirá generar energía, que es un proceso similar al de las centrales de torre. Este tubo calienta al aceite hasta casi  $400^{\circ}\text{C}$ , y un intercambiador de calor transfiere el calor del aceite térmico a un ciclo de generación de vapor (también conocido como ciclo Rankine). Una bomba de alimentación pone al agua bajo presión. Luego, un precalentador o economizador, un vaporizador y un sobrecalentador que producen vapor sobrecalentado. Este vapor se expande en una turbina de dos etapas; entre las piezas de alta presión y de baja presión de esta turbina se encuentra un recalentador, que calienta el vapor nuevamente. La turbina conduce a un generador eléctrico que convierte la energía mecánica en energía eléctrica; el condensador detrás de la turbina condensa el vapor de agua nuevamente, lo que cierra el ciclo en la bomba de alimentación.



*Figura 4.3 esquema del funcionamiento de una central térmica solar parabólica de canal.*

También existe la posibilidad de conseguir producir vapor sobrecalentado directamente usando los colectores solares, utilizando una tecnología más avanzada. Esto hace que el aceite térmico sea innecesario; y también reduce los costes de operación de la central ya que el aceite térmico es relativamente costoso y los intercambiadores de calor dejan de ser necesarios. Sin embargo, aunque en un futuro se empleará este método, la generación solar directa de vapor mediante este tipo de tecnología se encuentra todavía en su etapa de desarrollo.

### **Eficiencia de las centrales eléctricas parabólicas de canal**

La eficiencia de una central eléctrica solar térmica es el producto de la eficiencia del colector, la eficiencia del campo y de la eficiencia del ciclo de vapor. La eficiencia del colector depende del ángulo de incidencia de la luz del sol y de la temperatura en el tubo de absorción, y puede alcanzar valores de hasta el 75%. Las pérdidas en el campo

son generalmente menores del 10%. En conjunto, las centrales eléctricas solares termales de canal pueden alcanzar eficiencia anual de cerca del 15%. La eficiencia del ciclo de vapor esta cerca del 35% y tiene la influencia más significativa. Los sistemas con receptores centrales tales como las plantas solares térmicas de torre pueden alcanzar temperaturas más altas y por lo tanto alcanzar eficiencias más altas, por lo que es más recomendable su uso respecto a este tipo de central.



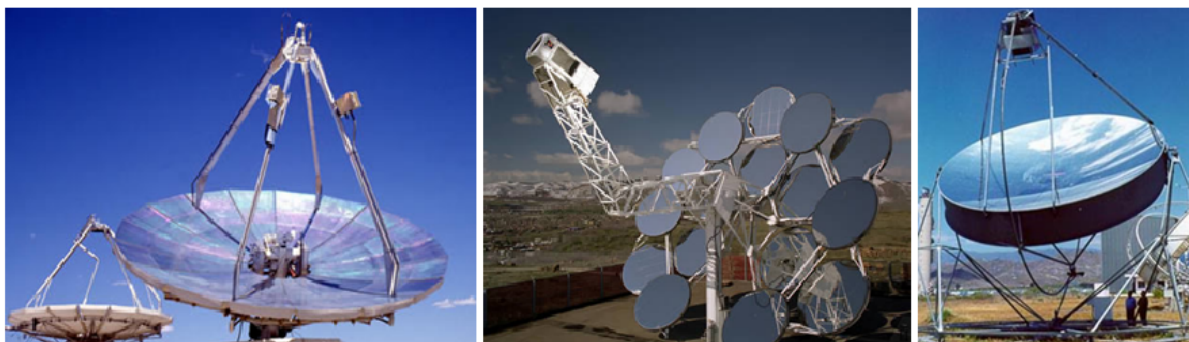
*Figura 4.4: campo de espejos colectores parabólicos de canal.*

## 5-. Funcionamiento de las centrales térmicas solares de disco parabólico.

Otra variedad de centrales solares térmicas de alta concentración son los llamados discos parabólicos. En estos un espejo cóncavo parabólico (el plato o disco), a modo de colector, concentra la luz del sol; el espejo cuenta con un sistema de rastreo de dos ejes y debe poder seguir al sol con un alto grado de exactitud para alcanzar eficacias altas concentrando la luz solar en un receptor situado en el foco de la parábola, en el que se ubica un receptor o también la energía puede ser conducida mediante tuberías a una central de conversión. Son los más eficientes de todos los colectores, tienen radios de concentración de alrededor de 600 a 2000, pueden alcanzar temperaturas superiores a los 1500° C. Este tipo de sistema usa como fluido aceite o vapor de agua.

Los sistemas de plato parabólico llamados Dish-Stirling, se pueden utilizar para generar electricidad en rango de los kilovatios. El calor absorbido acciona un motor Stirling, que convierte el calor en energía cinética y acciona un generador eléctrico.

Un motor Stirling es un motor de ciclo cerrado, lo que significa que el fluido de trabajo (idealmente un gas perfecto) se encuentra encerrado dentro del motor y los pistones lo desplazan en las diversas etapas del ciclo. A su vez este motor utiliza una fuente de calor externa lo que permite emplear un gran número de fuentes de energía por ejemplo energía nuclear, combustibles fósiles o energía solar.



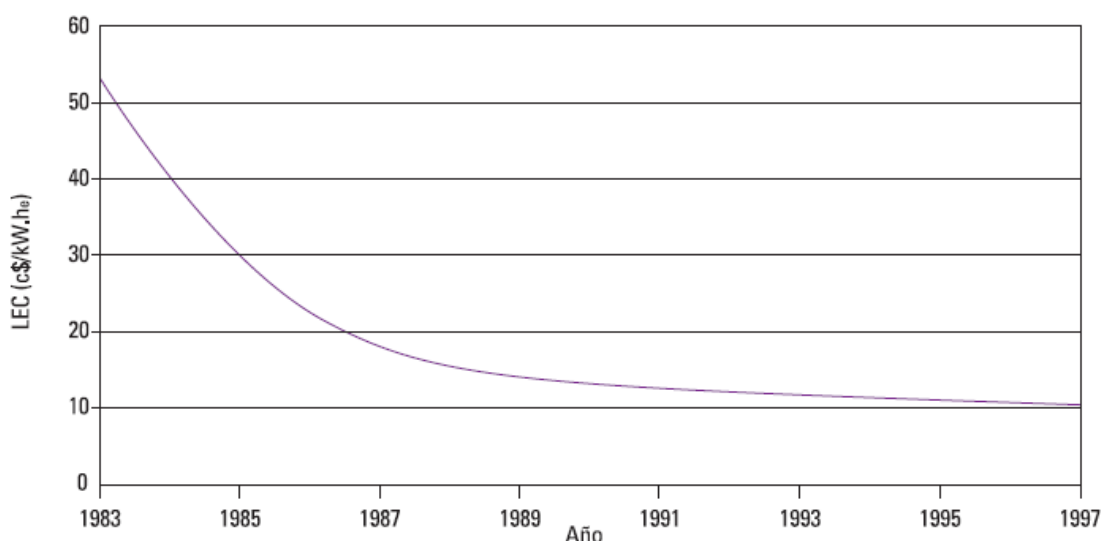
*Figura 5.1: detalles de los tres modelos de “Dish-Stirling” que se pueden encontrar en el mercado.*

Si no hay suficiente luz de sol disponible, se puede utilizar el calor de la combustión de combustibles fósiles o de bio-combustibles para accionar el motor Stirling y generar electricidad. Se han probado con éxito algunos prototipos de este tipo de sistemas, pudiendo alcanzar una eficiencia del 20% e incluso superior. Sin embargo, los costos de la producción eléctrica de estos sistemas son mucho más altos que para las centrales eléctricas de canal o torre, y solamente mediante la producción en serie pueden alcanzarse otras reducciones de costos significativas.

## 6-. Panorama de la energía solar.

Las centrales termosolares tienen como único referente histórico comercial las plantas SEGS desarrolladas en California desde principios de los años 1980 hasta principios de los años 1990. Si bien con una implementación muy limitada para lo que es el camino a recorrer por la curva de aprendizaje, con sus 354 MW implementados en esa década, y con la experiencia de operación y mantenimiento obtenida al estar en funcionamiento hasta la actualidad, proporcionan ya una idea de dónde puede llegar esta tecnología si se la permite seguir avanzando por la curva de aprendizaje, lo cual podría perfectamente corresponder a la situación actual si se permite el desarrollo de los planes de inversión en nuestro país.

En la figura 6.1 se muestra la evolución del coste de la electricidad termosolar generada, asociada a las plantas SEGS de California. Se puede observar una rápida reducción de costes desde el año 1980 hasta el 1988 asociada a recorrer la curva de aprendizaje durante el período en el cual se fueron instalando las distintas plantas SEGS de California. A partir de ese instante, se sigue apreciando una reducción de costes asociada a las mejoras en la operación y mantenimiento que ha ido proporcionando la experiencia de explotación comercial.



*Figura 6.1: Evolución del coste normalizado de la electricidad termosolar de las plantas SEGS implementadas en California.*

Sin embargo, es importante recalcar que en el caso de la electricidad termosolar, la evolución de costes está asociada además de al volumen de producción, a otros factores como tamaño, criterio de dimensionado, capacidad almacenamiento..., y evolución tecnológica, permitiendo acceder a ciclos de potencia de mayores prestaciones. Por tanto, es preciso desglosar más la estructura de costes y fijar un supuesto de evolución tecnológica para poder elaborar una predicción de la evolución de costes, que de cualquier forma seguirá dependiendo del criterio de dimensionado adoptado, por lo que no existe una única curva de evolución de costes para la termosolar.

En la figura 6.2 se muestra una descomposición de la reducción de costes de la tecnología termosolar de torre según *Sargent & Lundy 2003*, en la que se puede comprobar cómo para 2018 la producción en masa es responsable tan sólo de un 28% de



la reducción de costes esperada, mientras que el incremento de potencia de las centrales es la causa de un 49% de la reducción de costes, y las mejoras tecnológicas de un 23%.

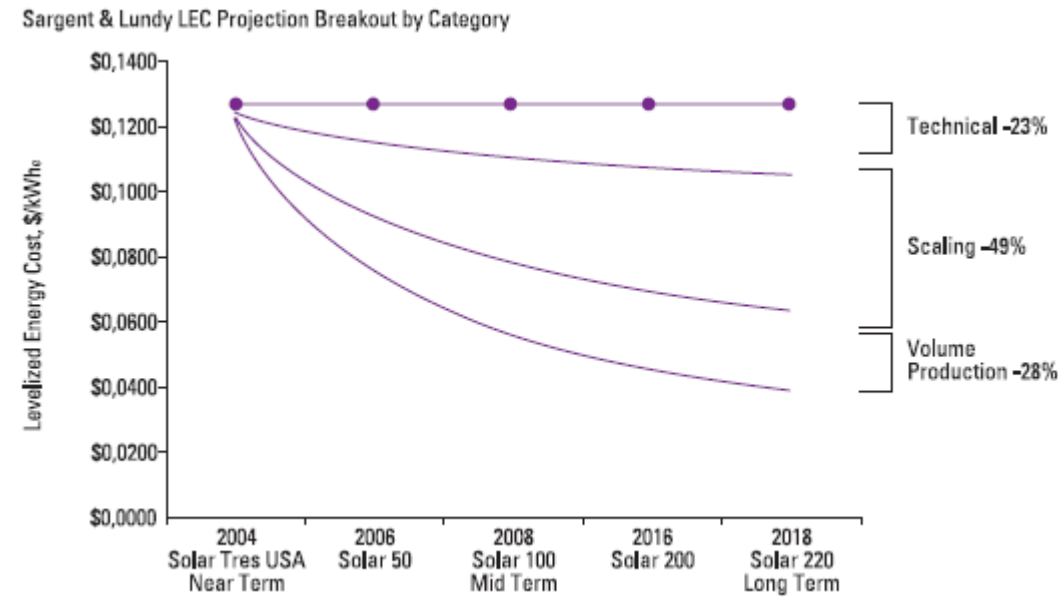


Figura 6.2: Desglose de la reducción de costes proyectada para las centrales termosolares de torre entre los efectos de la producción en masa, de las mejoras tecnológicas y del incremento de potencia de las centrales Sargent & Lundy, 2003.

En la figura 6.3 se muestra una descomposición de costes de inversión de una central termosolar de colectores cilindro parabólicos construida en el 2004 con 12 horas de almacenamiento térmico y un múltiplo solar de 2,5.

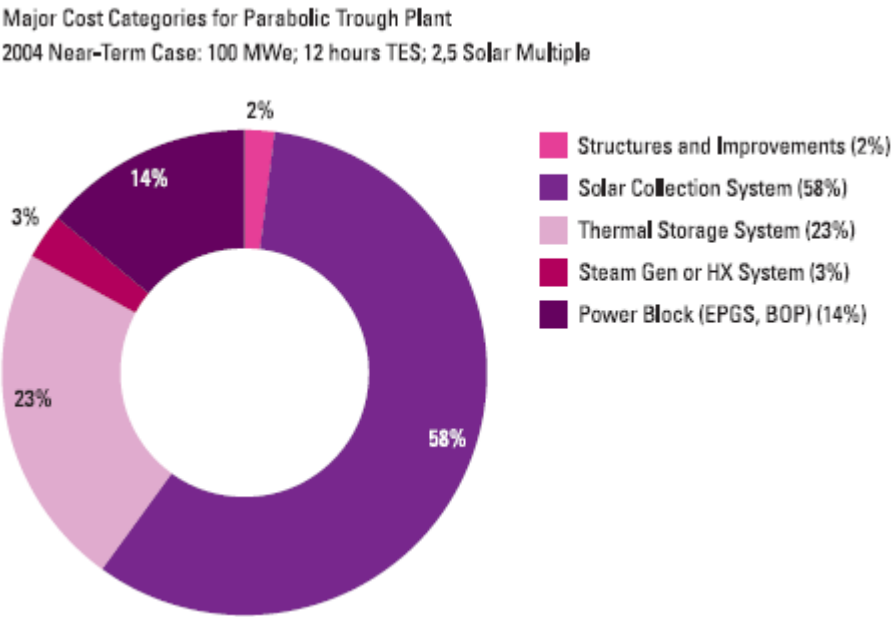


Figura 6.3: Descomposición de costes de inversión de una central termosolar de colectores cilindro parabólicos construida en el 2004 con 12 horas de almacenamiento térmico y un múltiplo solar de 2,5 según Sargent & Lundy, 2003.



En la figura 6.4 se muestra la evolución proyectada hasta el 2020 del coste total de inversión de las centrales de colectores cilindro parabólicos con 12 horas de almacenamiento y sin almacenamiento, para diversos supuestos de evolución de rendimientos y de costes unitarios.

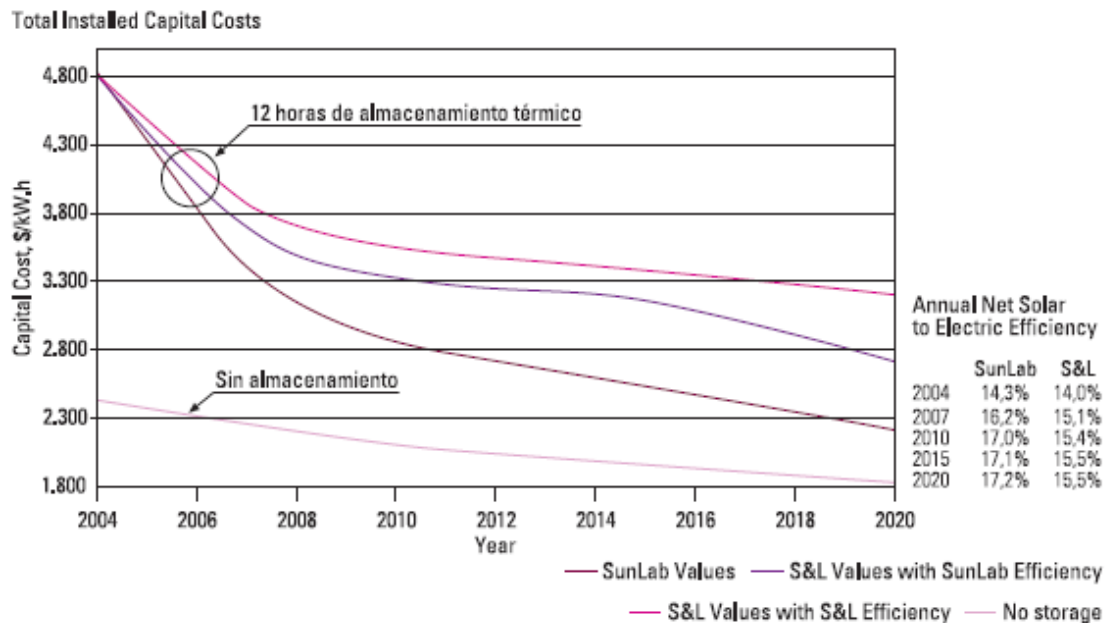


Figura 6.4: Evolución proyectada hasta el 2020 del coste total de inversión de las centrales de colectores cilindro parabólicos con 12 h de almacenamiento y sin almacenamiento, para diversos supuestos de evolución de rendimientos y de costes unitarios. Sargent & Lundy, 2003.

En la figura 6.5 se muestra la evolución proyectada hasta el 2020 del coste de operación y mantenimiento de las centrales de colectores cilindro parabólicos con 12 horas de almacenamiento y sin almacenamiento, para diversos supuestos de tasas de sustitución de los tubos colectores.

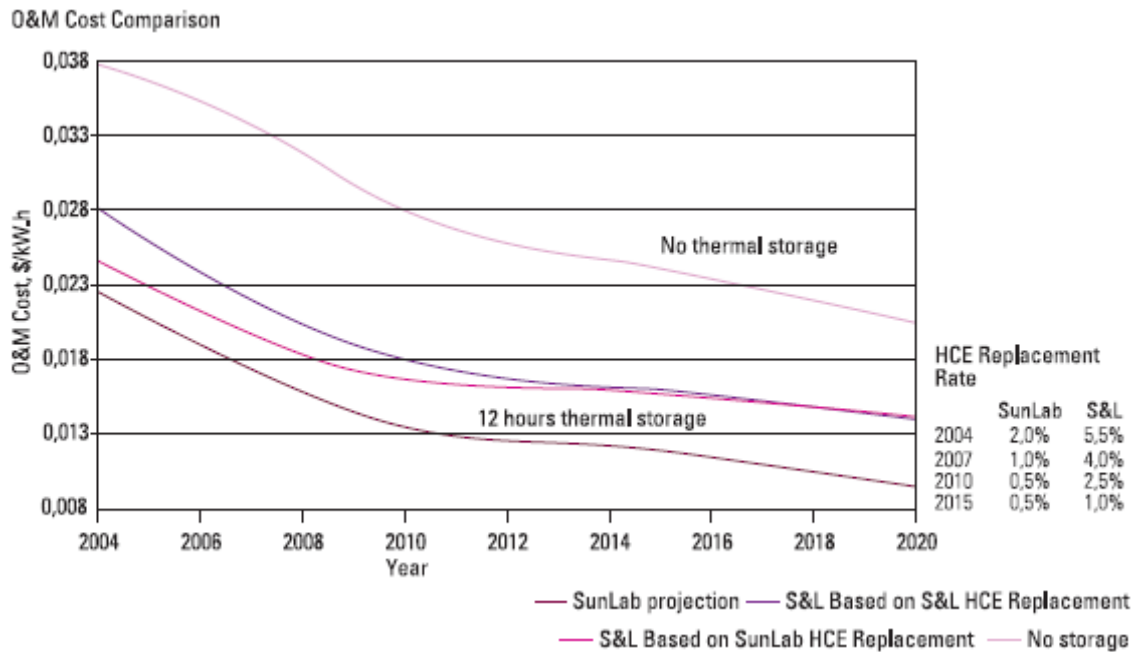


Figura 6.5: Evolución proyectada hasta el 2020 del coste de operación y mantenimiento de las centrales de colectores cilindro parabólicos con 12 h de almacenamiento y sin almacenamiento, para diversos supuestos de tasas de sustitución de los tubos colectores. Sargent & Lundy, 2003

Y finalmente, en la figura 6.6 se puede observar la evolución del coste normalizado de la electricidad en las centrales de colectores cilindro parabólicos con 12 horas de almacenamiento y sin almacenamiento, para distintos supuestos de evolución de costes y de rendimientos.

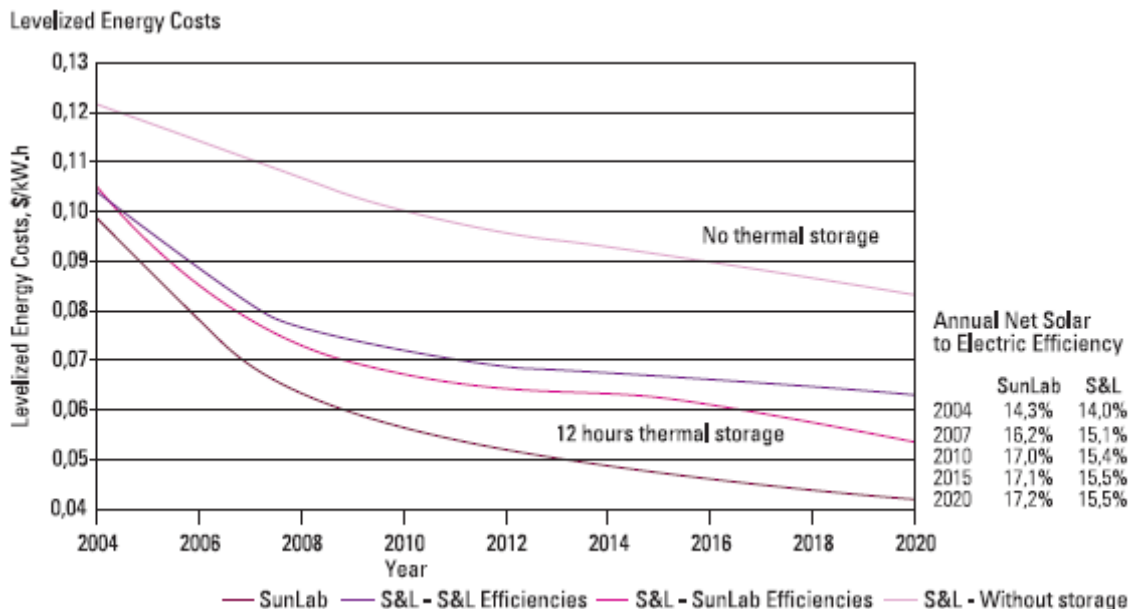


Figura 6.6: Evolución del coste normalizado de la electricidad de las centrales de colectores cilindro parabólicos con 12 h de almacenamiento y sin almacenamiento, para distintos supuestos de evolución de costes y de rendimientos. Sargent & Lundy, 2003.

Los valores de las tasas de crecimiento de la potencia mundial instalada y de las tasas de progreso asumidos son los que se muestran en las siguientes tablas. En las figuras 6.7, 6.8 y 6.9 se muestra la evolución de potencia instalada y costes de inversión asociada a estas tasas de crecimiento y de progreso por la curva de aprendizaje para los colectores solares, el almacenamiento térmico, y el bloque de potencia con BOP (*balance of plant*). En la figura 6.10 se ve claramente la evolución proyectada de los costes de operación y mantenimiento.

| Periodo     | Tasa de crecimiento mundial (%) |
|-------------|---------------------------------|
| 2005 - 2010 | 25                              |
| 2011 - 2020 | 38                              |
| 2021 - 2030 | 31                              |
| 2031 - 2040 | 25                              |
| 2041 - 2050 | 10                              |

*Tabla 6.1: Tasas de crecimiento de la potencia mundial de campo solar con colectores cilindro parabólicos. Sargent & Lundy, 2003.*

| Periodo     | Tasa de progreso (%) |
|-------------|----------------------|
| 2005 - 2010 | 90                   |
| 2011 - 2020 | 90                   |
| 2021 - 2030 | 94                   |
| 2031 - 2040 | 96                   |
| 2041 - 2050 | 100                  |

*Tabla 6.2: Evolución de la tasa de progreso en curva aprendizaje para los campos solares de colectores cilindroparabólicos. Sargent & Lundy, 2003.*

| Periodo     | Tasa de crecimiento mundial (%) |
|-------------|---------------------------------|
| 2005 - 2010 | 25                              |
| 2011 - 2020 | 38                              |
| 2021 - 2030 | 31                              |
| 2031 - 2040 | 25                              |
| 2041 - 2050 | 10                              |

*Tabla 6.3: Tasas de crecimiento de la potencia mundial de almacenamiento térmico. Sargent & Lundy, 2003.*

| Periodo     | Tasa de progreso (%) |
|-------------|----------------------|
| 2005 - 2010 | 80                   |
| 2011 - 2020 | 83                   |
| 2021 - 2030 | 90                   |
| 2031 - 2040 | 95                   |
| 2041 - 2050 | 100                  |

*Tabla 6.4: Evolución de la tasa de progreso en curva aprendizaje para el almacenamiento térmico. Sargent & Lundy, 2003.*

| Período     | Tasa de crecimiento mundial (%) |
|-------------|---------------------------------|
| 2005 - 2010 | 25                              |
| 2011 - 2020 | 38                              |
| 2021 - 2030 | 31                              |
| 2031 - 2040 | 25                              |
| 2041 - 2050 | 10                              |

Tabla 6.5: Tasas de crecimiento de la potencia mundial del bloque de potencia y BOP de centrales termosolares. Sargent & Lundy, 2003.

| Período     | Tasa de progreso (%) |
|-------------|----------------------|
| 2005 - 2010 | 88                   |
| 2011 - 2020 | 92                   |
| 2021 - 2030 | 95                   |
| 2031 - 2040 | 97                   |
| 2041 - 2050 | 100                  |

Tabla 6.6: Evolución de la tasa de progreso en curva aprendizaje para el bloque de potencia y BOP de centrales termosolares. Sargent & Lundy, 2003.

| Período     | Tasa de progreso (%) |
|-------------|----------------------|
| 2005 - 2010 | 88                   |
| 2011 - 2020 | 92                   |
| 2021 - 2030 | 95                   |
| 2031 - 2040 | 97                   |
| 2041 - 2050 | 100                  |

Tabla 6.7: Evolución de la tasa de progreso en curva aprendizaje para los costes de operación y mantenimiento de centrales termosolares. Sargent & Lundy, 2003.

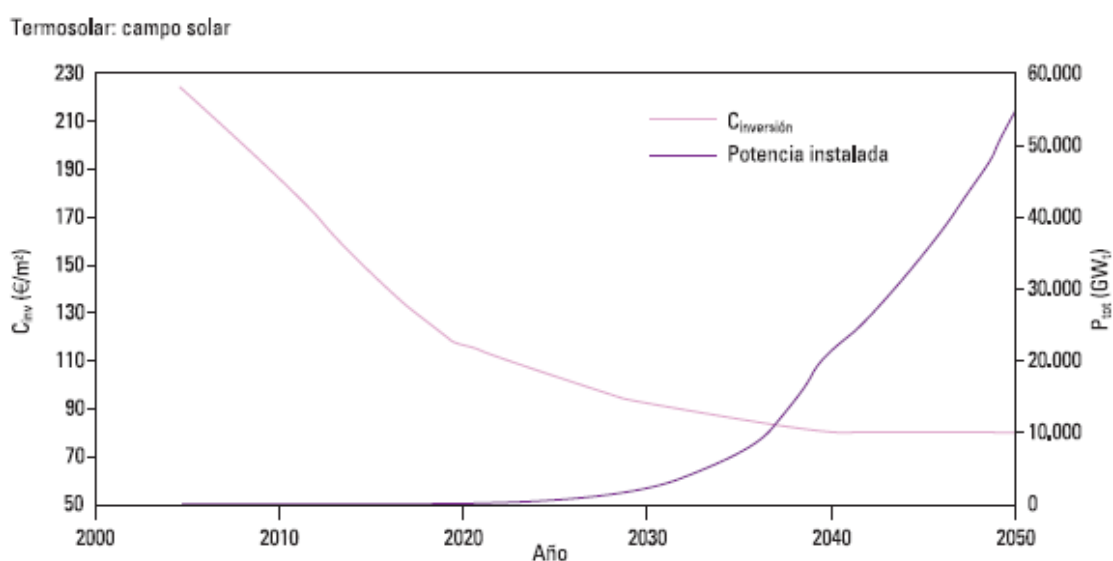


Figura 6.7: Evolución de la potencia instalada y los costes de inversión de colectores para centrales termosolares. Sargent & Lundy, 2003.

Termosolar: almacenamiento

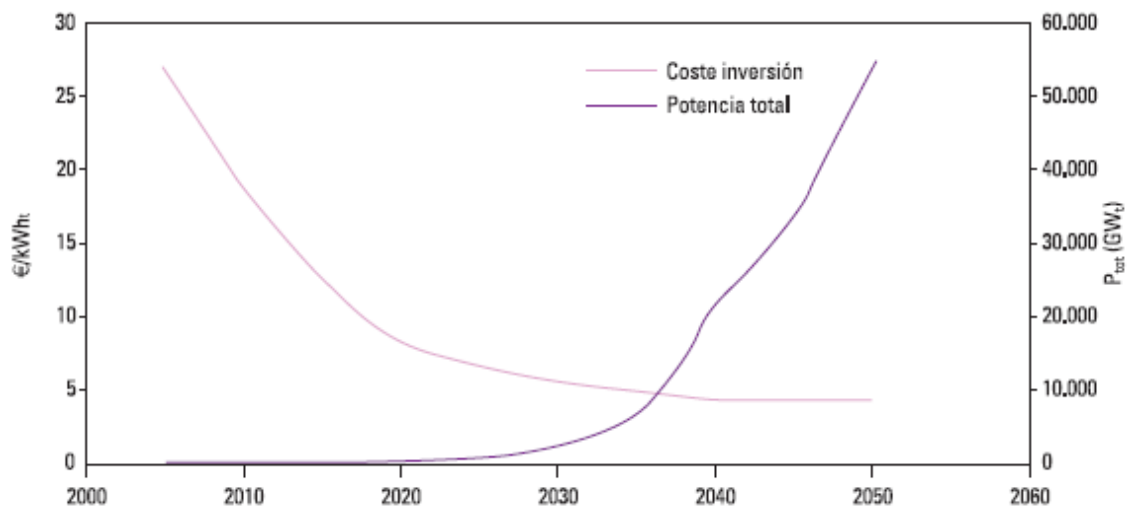


Figura 6.8: Evolución de la potencia instalada y los costes de inversión del almacenamiento térmico para centrales termosolares. Sargent & Lundy, 2003.

Termosolar: BP y BOP

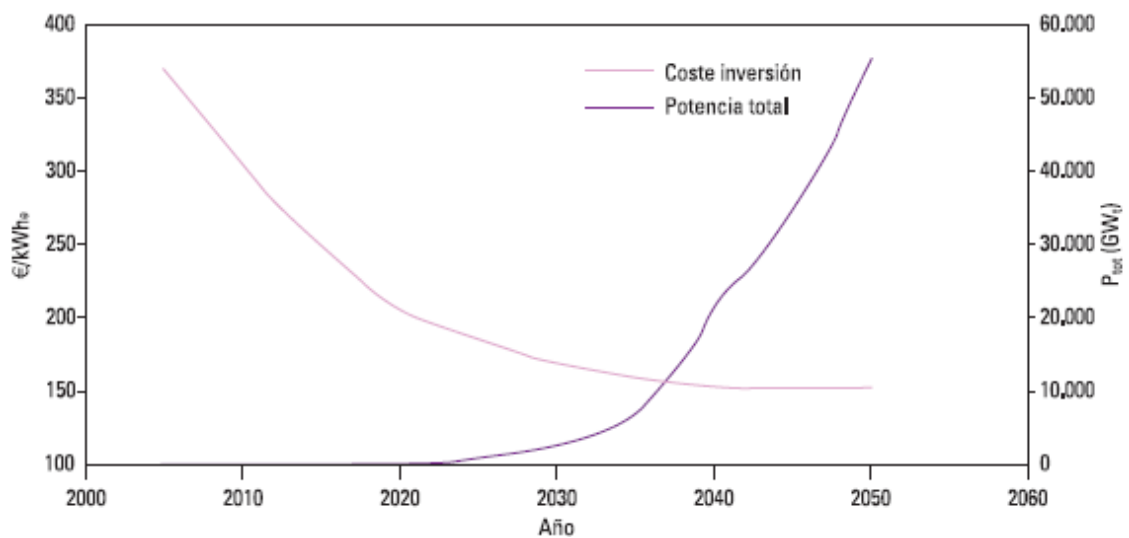


Figura 6.9: Evolución de la potencia instalada y los costes de inversión del bloque de potencia y el BOP para centrales termosolares. Sargent & Lundy, 2003.

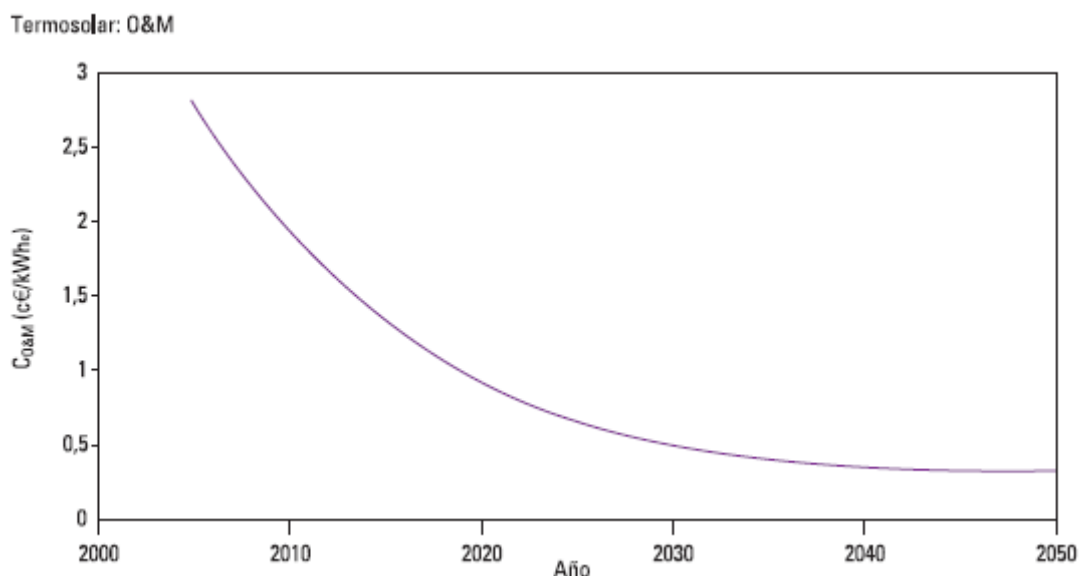


Figura 6.10: Evolución de los costes de operación y mantenimiento para centrales termosolares. Sargent & Lundy, 2003.

Tomando como base la estructura de costes presentada, empleando los años meteorológicos tipo adoptados en el anterior informe de Greenpeace (IIT, 2005) para representar el recurso solar en cada una de las provincias peninsulares, y en base a un modelado dinámico en base horaria de la central termosolar basada en la tecnología adoptada en dicho informe, se ha procedido a evaluar las actuaciones económicas de las centrales termosolares con una resolución provincial. En la figura 6.11 se muestra el mapa del LEC provincial bajo la estructura de costes actual. En la figura 6.12 se ve el mapa del LEC provincial con la estructura de costes proyectada para el año 2050.



Figura 6.11: Distribución provincial del LEC de los diseños de central termosolar considerados en este proyecto. Tecnología proyectada para el año 2050. Estructura de costes actual.

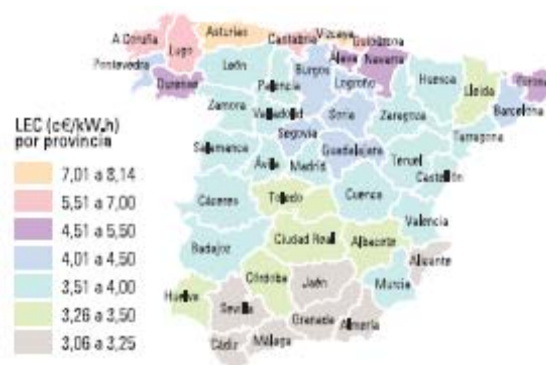


Figura 6.12: Distribución provincial del LEC de los diseños de central termosolar considerados en este proyecto. Tecnología proyectada para el año 2050. Estructura de costes proyectada para el año 2050.

### Evolución temporal de la energía solar termo eléctrica.

En la figura 6.13 se muestra la evolución temporal de la potencia eléctrica generada (en valor relativo a la potencia nominal instalada) en dos emplazamientos: Sevilla y Vizcaya. Como puede verse, y como cabría esperar de la disponibilidad de recurso solar, las características de estos dos emplazamientos son significativamente distintas, aunque ambos tienen en común una mayor disponibilidad de potencia en los meses centrales del año. En los buenos emplazamientos solares (como Sevilla) se obtiene una capacidad de generación continua (24 h/día) en períodos prolongados de los meses de verano, mientras que en invierno u otoño, si bien la generación es discontinua con ciclos diarios, se dispone de una potencia significativa durante prácticamente todos los días. Por contra, en los emplazamientos solares menos favorecidos (como Vizcaya) no se logra alcanzar generación continua en prácticamente ningún período del año, y la disponibilidad de potencia en los meses de invierno u otoño se ve significativamente reducida.

Esta evidencia deja claro que las centrales térmicas solares no son lo suficientemente eficientes para generar energía eléctrica en régimen permanente durante todo el año en un lugar cualquiera, y solo lo son en ciertos lugares donde se cumplan unas condiciones de radiación solar altas y muy constantes en el tiempo.

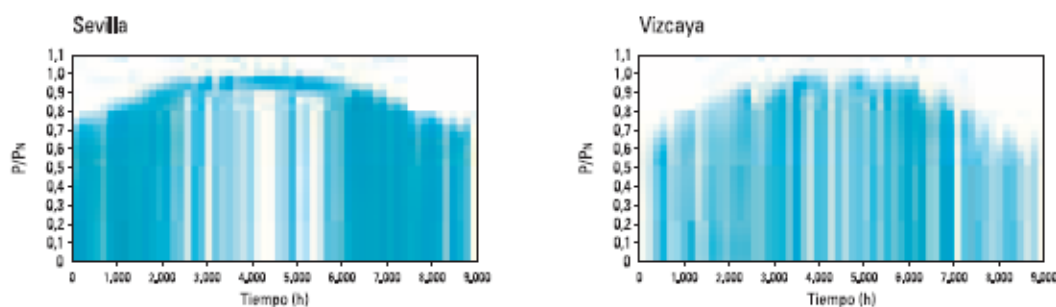


Figura 6.13: Potencia eléctrica producida por centrales termosolares a lo largo de todo el año para 2 emplazamientos peninsulares (Sevilla y Vizcaya), en valor relativo a la potencia nominal instalada.

## **Plan vigente de energías renovables en España (PER).**

El 26 de agosto de 2005 fue aprobado por Acuerdo del Consejo de Ministros el Plan de Energías Renovables presentado el 21 de julio de ese mismo año por el Ministerio de Industria, Turismo y Consumo para el período 2005-2010.

Las previsiones de la nueva normativa estiman en un 12,1 por 100 el consumo de energía primaria que será abastecido en el año 2010 por las energías renovables.

El Plan fue elaborado con el propósito de reforzar los objetivos prioritarios de la política energética, que son la garantía de la seguridad y calidad del suministro eléctrico y el respeto al medio ambiente, y con la determinación de dar cumplimiento a los compromisos de España en el ámbito internacional (Protocolo de Kioto, Plan Nacional de Asignación) y a los que se derivan de su pertenencia a la Unión Europea

El fuerte crecimiento de la intensidad energética de los últimos años ha sido una razón adicional de peso a la hora de elaborar el nuevo Plan, cuya puesta en marcha, conjuntamente con el Plan de Acción 2005-2007 de la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética, aprobado por el Consejo de Ministros el pasado 8 de julio de 2005 y con evidentes sinergias con el Plan de Energías Renovables, han de permitir reducir nuestros consumos de energía y aminorar la dependencia energética española del exterior, al tiempo que contribuirán de manera esencial a reducir la contaminación.

Con el anterior Plan (Fomento de las Energías Renovables 2000-2010) solamente tres fuentes renovables habían evolucionado hasta la fecha de forma satisfactoria: la energía eólica, los biocarburantes y el biogas. La energía minihidráulica avanzaba más despacio de lo previsto y la biomasa y las energías solares se estaban desarrollando muy por debajo del ritmo necesario para alcanzar los objetivos que proponía el antiguo Plan.

El objetivo del nuevo PER es lograr que el 12,1% de la energía primaria consumida en España en 2010 y el 30,3% del consumo bruto de electricidad proceda de fuentes renovables. Para ello se tendrán en cuenta la energía solar fotovoltaica y la termoeléctrica, que aumentarán en 553 y 1.298 GWh, respectivamente, hasta alcanzar una producción conjunta al final del periodo de 1.907 GWh. Por lo que la energía solar térmica también tendrá que duplicar su potencia. El texto afirma que se pueden implantar 4,2 millones de metros cuadrados de paneles solares en edificios. Este aumento lo asocia a la aprobación del Código Técnico de la Edificación que obliga a instalar paneles en las nuevas edificaciones.



# OBJETIVOS DEL PLAN DE ENERGÍAS RENOVABLES EN ESPAÑA 2005-2010 Escenario PER

|   | Situación en 2004 [año medio (1)] |                  |   | Objetivo de incremento 2005-2010 (2) |                  |   | Situación Objetivo en el año 2010 |                  |   |
|---|-----------------------------------|------------------|---|--------------------------------------|------------------|---|-----------------------------------|------------------|---|
|   | Potencia (MW)                     | Producción (GWh) | Producción en términos de Energía Primaria (ktep) | Potencia (MW)                        | Producción (GWh) | Producción en términos de Energía Primaria (ktep) | Potencia (MW)                     | Producción (GWh) | Producción en términos de Energía Primaria (ktep) |
| <b>Generación de electricidad</b>               |                                   |                  |   |                                      |                  |   |                                   |                  |   |
| Hidráulica (> 50 MW) (3)                        | 13.521                            | 25.014           | 1.979   | 0                                    | 0                | 0   | 13.521                            | 25.014           | 1.979   |
| Hidráulica (Entre 10 y 50 MW)                   | 2.807                             | 5.794            | 498   | 360                                  | 687              | 59  | 3.267                             | 6.480            | 557   |
| Hidráulica (< 10 MW)                            | 1.749                             | 5.421            | 468   | 450                                  | 1.271            | 109   | 2.199                             | 6.692            | 575   |
| Biomasa   | 344                               | 2.193            | 680   | 1.695                                | 11.823           | 4.459   | 2.039                             | 14.015           | 5.138   |
| Centrales de biomasa                            | 344                               | 2.193            | 680   | 973                                  | 6.787            | 2.905   | 1.317                             | 8.980            | 3.586   |
| Co-combustión                                   | 0                                 | 0                | 0   | 722                                  | 5.036            | 1.552   | 722                               | 5.036            | 1.552   |
| R.S.U.  | 189                               | 1.223            | 395   | 0                                    | 0                | 0   | 189                               | 1.223            | 395   |
| Eólica  | 8.155                             | 19.571           | 1.683   | 12.000                               | 25.940           | 2.231   | 20.155                            | 45.511           | 3.914   |
| Solar fotovoltaica                              | 37                                | 56               | 5   | 363                                  | 553              | 49  | 400                               | 609              | 52  |
| Biogás  | 141                               | 825              | 267   | 94                                   | 592              | 189   | 235                               | 1.417            | 455   |
| Solar termoelectrica                            | -                                 | -                | -   | 500                                  | 1.298            | 509   | 500                               | 1.298            | 509   |
| <b>TOTAL ÁREAS ELÉCTRICAS</b>                   | <b>27.032</b>                     | <b>60.096</b>    | <b>5.973</b>                                      | <b>15.462</b>                        | <b>42.163</b>    | <b>7.602</b>                                      | <b>42.494</b>                     | <b>102.259</b>   | <b>13.574</b>                                     |
| <b>Usos térmicos</b>                            |                                   |                  |   |                                      |                  |   |                                   |                  |   |
| Biomasa   | m² Solar t. baja temp.            |                  | (ktep)  | m² Solar t. baja temp.               |                  | (ktep)  | m² Solar t. baja temp.            |                  | (ktep)  |
| Solar térmica de baja temperatura               | 700.805                           |                  | 3.487   | 4.200.000                            |                  | 593   | 4.900.805                         |                  | 4.070   |
| <b>TOTAL ÁREAS TÉRMICAS</b>                     |                                   |                  | <b>3.538</b>                                      |                                      |                  | <b>907</b>  |                                   |                  | <b>4.445</b>                                      |
| <b>Biocarburantes (Transporte)</b>              |                                   |                  |   |                                      |                  |   |                                   |                  |   |
| <b>TOTAL BIOCARBURANTES</b>                     |                                   |                  | <b>228</b>  |                                      |                  | <b>1.972</b>                                      |                                   |                  | <b>2.200</b>                                      |
| <b>TOTAL ENERGÍAS RENOVABLES</b>                |                                   |                  | <b>9.739</b>                                      |                                      |                  | <b>10.481</b>                                     |                                   |                  | <b>20.220</b>                                     |
| <b>CONSUMO DE ENERGÍA PRIMARIA (ktep)</b>       |                                   |                  | <b>141.567</b>                                    |                                      |                  |   |                                   |                  | <b>167.100</b>                                    |
| (Escenario Energético: Tendencial/PER)          |                                   |                  |   |                                      |                  |   |                                   |                  |   |
| <b>Energías Renovables/Energía Primaria (%)</b> |                                   |                  | <b>6,9%</b>                                       |                                      |                  |   |                                   |                  | <b>12,1%</b>                                      |

(1): Datos de 2004, provisionales. Para energía hidráulica, eólica, solar fotovoltaica y solar térmica, se incluye la producción correspondiente a un año medio, a partir de las potencias y superficie en servicio a 31 de diciembre, de acuerdo con las características de las instalaciones puestas en marcha hasta la fecha, y no el dato real de 2004. No incluidos biogás térmico y geotermia, que en 2004 representan 28 y 8 ktep.

(2): En los objetivos de incremento para el periodo 2005-2010, las producciones corresponden a un año medio de acuerdo con las potencias y las características de las instalaciones puestas en marcha durante ese periodo. Para las energías hidráulicas y eólicas, sólo la mitad de la potencia instalada en el último año (2010) se ha traducido a producción en las columnas correspondientes.

(3): Incluye producción con bombeo puro.

Tabla 6.8: Objetivos del PER 2005-2010.

## **Plan energético de la Comunidad Autónoma de Madrid 2004 - 2012**

El Gobierno de la Comunidad de Madrid ha elaborado este Plan Energético, cuyo horizonte se fija en el año 2012 y que constituye el instrumento de su estrategia energética, con los siguientes objetivos generales:

1. Atender a la satisfacción de la demanda energética.
2. Activar iniciativas de generación de energía donde sea posible y deseable.
3. Fomentar el ahorro energético y mejorar la eficiencia del sector en sus diversos niveles.
4. Promover el uso de los recursos energéticos propios, de origen renovable; velando por los efectos medioambientales que se produzcan en el aprovechamiento de los recursos energéticos. En particular, aplicación de la energía solar, térmica y fotovoltaica, en los sectores doméstico, comercial y de servicios, y aplicación de la biomasa térmica en sustitución total o parcial de combustibles fósiles en los casos en los que la operación sea viable. El objetivo es alcanzar 400.000 m<sup>2</sup> de paneles solares partiendo de la situación de 2003, con 48.000 m<sup>2</sup>, esto supondría una inversión total de 240 M€ en todo el periodo.
5. Duplicar la energía generada anualmente por fuentes renovables, sobrepasando las 400 ktep/año al final del periodo. Los incrementos principales se producirían como consecuencia de la introducción de la energía eólica, el desarrollo de la energía solar térmica y de la biomasa, así como la valorización energética de los residuos.

Paralelamente, se prevé estudiar y abordar la generación de electricidad a partir de energía solar con concentración (alta temperatura) en la Comunidad de Madrid. De esta tecnología existe en España un acervo científico de primer nivel, pero no se han dado las condiciones de promoción que la hayan permitido despegar.

El Plan abordará en primer lugar los estudios de viabilidad de una central prototipo en un emplazamiento seleccionado, y para ello se propiciará un consorcio de I+D+I con centros tecnológicos y universidades de la Comunidad con capacidad técnica en este campo.

## **7-. Actualidad de la energía termosolar en España.**

Producir energía termoeléctrica, directamente desde los rayos solares y en proyectos comerciales, comenzó a ser una realidad en España hace unos pocos años. Aproximadamente hace 20 años que se empezó a trabajar en los desarrollos que harían que esto fuera posible, a los que ahora existen hay que unir la existencia de un marco económico-legislativo favorable, fruto de la convicción de que se necesita hacer uso de todas las energías renovables si en un futuro se pretende frenar el cambio climático.

El apoyo definitivo a la viabilidad de los proyectos de energía solar con concentración para la producción de energía eléctrica se ha producido con el Real Decreto 436/2004. Este Real Decreto, además de asegurar las condiciones económicas para la vida útil de la central, ha elevado el precio de la energía eléctrica producida, con lo que los proyectos que se estaban madurando en los últimos años en España pueden comenzar a hacerse realidad.

Los altos costes actuales de las centrales de torre son la principal barrera para el desarrollo de esta tecnología, aunque las perspectivas de reducción de costes a medio-largo plazo son muy prometedoras. Los helióstatos son el componente que mayor inversión necesita ya que superan el 50% del total. Mejoras en su diseño, como pueden ser: una mejora de sus propiedades ópticas, acoplar unas estructuras más ligeras, utilizar sistemas de control más eficaces... junto con la economía de escala que producirá su fabricación en masa, permitirán una reducción de costes tal que esta tecnología podrá aumentar su competitividad respecto a la producción eléctrica con otras fuentes.

### Planta solar Almería PSA

Durante finales de los años 70 y principios de los años 80 se construyeron varias centrales termosolares en distintos lugares del planeta y con diversas variantes tecnológicas, con objeto de demostrar la viabilidad de la generación de energía eléctrica a partir de la energía solar mediante la conversión térmica. Entre estas plantas

experimentales destaca:

La Plataforma Solar de Almería que inició su andadura a principios de la década de los 80 con la construcción en sus terrenos, ubicados en el desierto de Tabernas, de dos grandes proyectos destinados a demostrar la viabilidad técnica de la energía solar concentrada como fuente de energía. El primer proyecto, conocido como SSPS (Small Solar Power System), estaba auspiciado por la Agencia Internacional de la Energía (IEA) con participación de Alemania, Austria, Bélgica, España, Estados Unidos, Grecia, Italia, Suecia y Suiza. El proyecto consistió en el diseño, construcción y ensayo de dos diferentes conceptos tecnológicos en el mismo rango de potencia, 500 kW:



*Figura 7.1: A la derecha planta solar Almería PSA. En la izquierda CESA 1.*

SSPS-CRS: El concepto de Torre Central fue probado por medio de un campo de 90 espejos que ocupaban un total de  $3.700 \text{ m}^2$  los cuales mediante un sistema de control computerizado realizaban un seguimiento del Sol. Los rayos solares eran concentrados en lo alto de una torre, donde un fluido de trabajo, en este caso sodio, transformaba la energía radiante en energía térmica. Este fluido, que trabajaba a  $520^\circ\text{C}$ , alimenta a un generador de vapor, el cual está acoplado a un ciclo termodinámico con el que se consigue la producción de energía eléctrica, generaba  $0,5 \text{ MW}$ .



*Figura 7.2: Proyecto SSPS-CRS*

SSPS-DCS: El otro sistema esta compuesto por tres campos de colectores cilindro-parabólicos. Éstos siguen al sol mediante uno ó dos ejes de rotación, intentando que su superficie esté siempre perpendicular a los rayos solares. La transferencia de energía radiante en térmica se produce al reflejarse cualquier rayo incidente en el foco de la parábola de cada colector, en donde está situado un tubo metálico por el que circula aceite mineral térmico. Éste se calienta paulatinamente hasta temperaturas de  $290^\circ\text{C}$ , y alimenta a su vez un generador de vapor; a partir de aquí la energía eléctrica se genera igual que en el SSPS-CRS.



*Figura 7.3: Proyecto SSPS-DCS*

El otro gran proyecto es ejecutado íntegramente con diseño y tecnologías españolas: patrocinado por el Ministerio de Industria y Energía, es conocido Central Electro Solar de Almería (CESA-1) en 1983, también en Tabernas. Se utiliza el concepto de Torre Central, esta vez implementado mediante 11.900 m<sup>2</sup> de espejos repartidos entre 300 helióstatos, un receptor de agua/vapor que trabaja a 520 °C y 100 bares de presión, y un sistema de almacenamiento térmico basado en sales fundidas. El vapor producido en el receptor solar se transfería directamente, bien para generar electricidad por medio de un turbogenerador de 1 MW de potencia, bien para almacenar energía térmica en los tanques, o ambas operaciones simultáneamente.



*Figura 7.4: Proyecto CESA-1 y detalle de la Torre central.*

En el año 2002, ninguna de estas centrales seguía en funcionamiento. Los dos primeros proyectos se evalúan hasta el año 1984. El proyecto CESA-1 sirve como banco de ensayos durante los años 1985 a 1987 del Programa Tecnológico GAST, proyecto hispano-alemán, cuyo objetivo era el diseño, construcción y evaluación de componentes de la tecnología de torre central (helióstatos y receptores). Los objetivos marcados para la construcción de las plantas CESA-1 y SSPS, que constituyen la infraestructura básica de la Plataforma Solar, fueron la comparación de las tecnologías existentes para la producción de energía eléctrica en el rango de megavatios.

Finalizada esta etapa en 1986, la Plataforma Solar se convierte en un centro de investigación aplicada encaminado a la mejora tecnológica de componentes y sistemas, y la diversificación de las aplicaciones térmicas de la energía solar.



La tecnología de torre ha podido demostrar así su buen funcionamiento en plantas experimentales y aún se siguen desarrollando proyectos con el objeto de mejorar la tecnología y el precio de distintos componentes principalmente en EEUU y en España, pero hasta hace unos años no se había dado el primer paso para la introducción en el mercado de esta tecnología, por lo cuál la planta PS10 que se describe a continuación ha sido un proyecto clave en las perspectivas comerciales de esta tecnología.

#### La PS10 y sus acompañantes PS20, AZ20 y AZ50

La sociedad Sanlúcar Solar, S.A., participada por Solúcar Energía, S.A., es la promotora de este proyecto. La planta solar esta situada en la finca Casaquemada, en el municipio de Sanlúcar la Mayor de Sevilla, que reúne las condiciones geotécnicas, topográficas y de espacio necesarias.

Los componentes principales de la instalación son los helióstatos, el receptor, el sistema de almacenamiento, el sistema de potencia y el sistema de control. En total habrá 624 helióstatos de 121 m<sup>2</sup> cada uno que ocuparán una superficie de aproximadamente 50 hectáreas. El receptor se ha diseñado de cavidad para minimizar las pérdidas por radiación y convección y está formado por 4 paneles de 5x12 metros y se encuentra en una torre de 90 metros de altura. La capacidad de almacenamiento térmico es de 15 MWh (50 minutos al 50% de la carga). En cuanto al sistema de potencia: el turbogenerador es de 11,02 Mwe, y producirá 24,2 GWh anuales. Por último el sistema de control es el encargado del correcto funcionamiento de la instalación, mediante la adquisición de datos, la vigilancia de los parámetros principales y la operación de los diferentes sistemas.



*Figura 7.5: Proyecto PS10*

A continuación se presentan unos cuadros con las principales características de la instalación de Sanlúcar la Mayor:

## DESCRIPCIÓN GENERAL

|                                       |   |
|---------------------------------------|---|
| Localización.                         | Sanlúcar la Mayor (Sevilla). Latitud 37,4°. |
| Potencia nominal.                     | 11,02 MWe.                                  |
| Altura de torre.                      | 90 metros.                                  |
| Tecnología caloportadora.             | Vapor saturado.                             |
| Geometría de receptor.                | Cavidad 180°, 4 paneles de 5x12 metros.     |
| Helióstatos.                          | 624 unidades de 121 m².                     |
| Tecnología de almacenamiento térmico. | Agua/vapor.                                 |
| Capacidad de almacenamiento térmico.  | 15 MWh, 50 minutos al 50% de la carga.      |
| Ciclo de vapor.                       | 40 bar, 250 °C, 2 presiones.                |
| Generación eléctrica.                 | 6,3 kV, 50 Hz / 66kV, 50 Hz.                |
| Tamaño de la instalación.             | 60 Ha.                                      |
| Producción eléctrica anual.           | 24,2 GWh.                                   |

Tabla 7.1: descripción general de la planta

## OPERACIÓN A POTENCIA NOMINAL

|  |        |                   |
|--|--------|-------------------|
| Rendimiento óptico.                        | 77,0 % | 67,5 MW / 51,9 MW |
| Rto. del sistema receptor y caloportador.  | 92,0 % | 51,9 MW / 47,7 MW |
| Rto. potencia térmica/ potencia eléctrica. | 30,7 % | 35,8 MW / 11,0 MW |
| <b>Rto. Total A Potencia Nominal</b>       |        | <b>21,7 %</b>     |

Tabla 7.2: operación de la planta a potencia nominal

## BALANCE ENERGÉTICO ANUAL

|   |        |                      |
|---|--------|----------------------|
| Rendimiento óptico medio anual.           | 64,0 % | 148,6 GWh / 95,1 GWh |
| Rto. del sistema receptor y caloportador. | 90,2 % | 95,1 GWh / 85,8 GWh  |
| Rto. de operación (arranques/paradas).    | 92,0 % | 85,8 GWh / 78,9 GWh  |
| Rto. medio energía térmica / eléctrica.   | 30,6 % | 78,9 GWh / 24,2 GWh  |
| <b>Rto. Total A Potencia Nominal</b>      |        | <b>16,3 %</b>        |

Tabla 7.3: balance energético anual de la planta

La planta termoeléctrica denominada PS10, de 11 MW es un proyecto promovido por el CIEMAT (Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas,

dependiente del Ministerio de Educación y Ciencia), la empresa Abengoa y el Centro Aeroespacial Alemán. Se trata de un proyecto pionero en el mundo, ya que es la primera central termoeléctrica de carácter comercial.

Sanlúcar Solar (Solucar) tiene en proyecto más plantas en la misma área:

- \* PS20: su fase de construcción se inició en enero de 2006, combina sistema de concentradores parabólicos y otro de torre central con helióstatos.
- \* AZ20: su fase de construcción se inició en junio de 2006, combina sistema de concentradores parabólicos y otro de torre central con helióstatos. Está situada en el cercano municipio de Aznalcóllar.
- \* AZ50: constará únicamente de concentradores parabólicos. Está situada en el cercano municipio de Aznalcóllar.



## **8-. Análisis de sistemas eléctricos con PSS/E.**

En este capítulo se dispone a presentar al lector la herramienta utilizada a la hora de resolver el análisis de viabilidad de acceso a la red de transporte del sistema en estudio. Para ello se ha hecho uso de un programa informático denominado PSS/E (Power System Simulator for Enginneering) que dispone de los módulos necesarios para el modelado y estudio de sistemas electrónicos de potencia.

Este programa permite la representación de situaciones de operación y la obtención y su posterior análisis del comportamiento del sistema. A continuación, se describirán aquellas actividades y comandos que ofrece PSS/E y que han sido utilizadas a la hora de resolver el estudio realizado, de forma que pueda servir de guía para trabajos futuros.

### **8.1-. Flujo de cargas.**

Herramienta básica en el estudio de la red de transporte. El análisis representa una situación estática, es decir, se plantea una hipótesis de estudio y se estima la demanda esperada para el estudio, para ello se programa la generación manteniendo la premisa de que la generación deberá ser igual al consumo (incluyendo las pérdidas de transporte en el sistema).

Los métodos que ofrece el programa para resolver los flujos de carga son el método de Gauss-Seidel, que permite aproximarse a la solución aproximada y el método de Newton-Raphson que permite obtener una solución si se está cerca de ella, este último método es el utilizado en los cálculos del proyecto. Una vez finalizado el flujo de carga. Se obtiene la potencia activa y reactiva que circula por cada línea que forma el sistema y la tensión y argumento de todos los nudos existentes en el sistema.

#### **Actividad *OLTL***

Permite detectar aquellas líneas o transformadores que superan un determinado nivel de carga (p.ej. el 100 %, el 115%, etc). Se da la opción de la selección por nudos, áreas, zonas, niveles de tensión.

#### **Actividad *VCHK***

Permite detectar aquellos nudos que están por encima o por debajo de un determinado umbral de tensión. Se permite seleccionar por nudos, áreas, zonas, niveles de tensión.

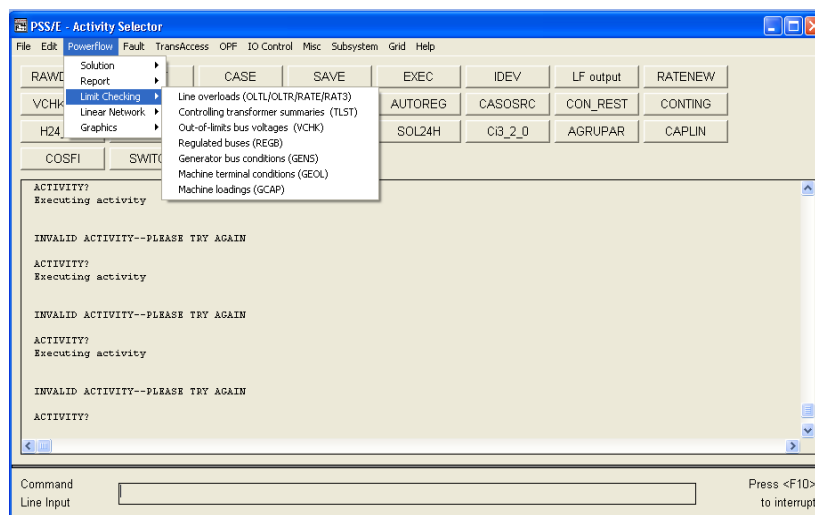


Figura 8.1: Actividad VCHK.

## 8.2-. Corrientes de cortocircuito.

Será necesario obtener las corrientes de cortocircuito puesto que la limitación de producción no siempre se da por motivos de flujo de cargas sino que puede deberse a la limitación que impone la potencia de cortocircuito. Se da en casos de generación en régimen especial. La actividad que ofrece las corrientes de cortocircuito es la siguiente.

### Actividad ASCC

La actividad ASCC obtiene la corriente de cortocircuito trifásico o monofásico que aporta cada elemento de una subestación. Para los cálculos de corriente de cortocircuito vinculados a los resultados de capacidad de evacuación se utilizan los datos aportados por la corriente de cortocircuito trifásico.

Para ello primero se ha de trabajar con unidades de cortocircuito físicas y coordenadas polares. Con la actividad *OPTN*, se introducen esas características.

Posteriormente y si no disponemos de datos homopolares en el caso, se ponemos a cero con la actividad *FAULT/EDIT/BRANCH*, aceptando simplemente. De esta forma ya se puede realizar cálculos de cortocircuitos trifásicos pero no monofásicos. Si se dispone de estos datos no será necesario este paso previo, y se obtendrán tanto los valores de cortocircuitos trifásicos como de monofásicos.

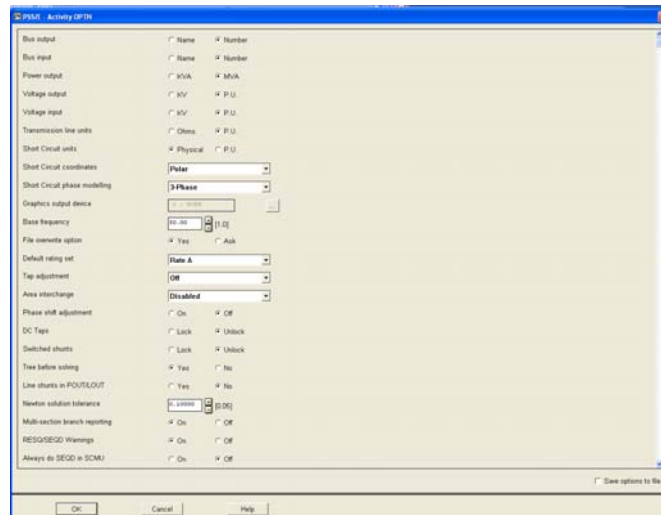


Figura 8.2: Actividad OPTN.

Finalmente con la actividad ASCC se ponen las siguientes condiciones y se obtienen los resultados.

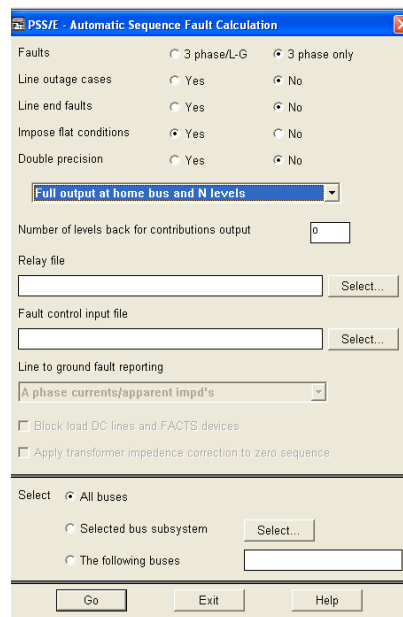


Figura 8.3: Condiciones para el cálculo de las corrientes de cortocircuito. Actividad ASCC.

### 8.3-. Análisis nodal.

Una vez resueltas las actividades anteriores se pasa a realizar el análisis nodal del sistema. Para ello se debe hacer uso de la actividad *TLTG* cuya realización necesita de unos pasos previos que se explican a continuación.

## Actividad *TLTG*

Esta actividad indica la capacidad de evacuación de generación o de suministro de demanda que tiene un nudo, un conjunto de nudos o una zona, en función de las distintas limitaciones que se van presentando, tanto en  $N$  (plena disponibilidad) como en  $N-x$  (ante contingencias) y la influencia que tiene esa limitación para las posibilidades de evacuación o suministro evaluado.

Los puntos básicos que describen esta actividad son los siguientes:

Esta actividad estima los límites de intercambio de transporte de un especificado subsistema en base a un modelo linealizado de red.

Los límites de intercambio se calculan para el caso base utilizado y para un conjunto preseleccionado de líneas simples o de dobles circuitos.

Los informes de salida reconoce unos umbrales límites especificados por el usuario y una tabulación de resultados completa o resumida.

El usuario designa el sistema de estudio; el sistema opuesto puede ser, o bien, designado también o, por defecto, como el resto de los buses fuera del sistema de estudio.

Los subsistemas, elementos monitorizados y factores de distribución de las líneas fuera de servicio por contingencias se obtienen del fichero *\*.DFAX*.

Así como las actividades anteriores se pueden ejecutar directamente, esta requiere la preparación de unos ficheros de trabajo y la ejecución de actividades preparativas previas. También resulta necesario, que el caso, sea un caso convergido con un error de tolerancia aceptable.

### Ficheros de trabajo:

- *\*.mon.* De monitorización. En este fichero se indican aquellos elementos de los cuales queremos conocer información (monitorizar), es decir si nos limitan, que nivel de carga tienen, que energía suplementaria pueden transportar, nivel de tensión, etc...
- *\*.con.* De contingencia. En este fichero se indican aquellos elementos de los cuales queremos conocer las consecuencias de su fallo, líneas, transformadores, etc....
- *\*.sub.* De subsistema. En el caso de la actividad *TLTG* este fichero es obligatorio (en otras actividades no utilizadas en este proyecto el uso de este fichero no es necesario). Hay que indicar el subsistema a estudiar por un lado y un subsistema “contrario” por el otro para equilibrar los movimientos de generación internos que realiza esta actividad hasta dar los resultados. Además también hay que indicar si se hace mención a un nuevo subsistema en los ficheros *\*.mon* y *\*.con*.

### Particularidades del escenario.

Para obtener los resultados de evacuación de generación el delta ha de ser un valor positivo. Para obtener resultados de demanda se debe poner un delta en valor negativo. La indisponibilidad simple ( $N-x$ ), por criterios de operación y planificación debe ser del 115%. También hay que tener en cuenta el concepto de factor de distribución, para la argumentación de los elementos que limitan la evacuación o el suministro.

En sistemas pequeños y unidos por pocas líneas es normal que salgan siempre los mismos elementos limitadores y los mismos datos tanto de capacidad de suministro como de evacuación.

En aquellos nudos de los cuales queramos saber su capacidad de evacuación o de suministro hay que modelar un generador ficticio con P activa 0.1 MW y con status 1. El tipo de nudo pasara a ser 2 (nudo generador). Lo requiere la actividad para ejecutarse y presentar resultados.

## 9-. Caso de estudio.

Es necesario realizar un caso de aplicación práctica de evacuación a la red de transporte. En el presente estudio se quiere conectar al sistema existente una nueva generación de 50MW aportados desde una central solar térmica.

### 9.1.-Aplicación.

Sobre el sistema de estudio facilitado, se determinará la viabilidad para la evacuación a la red de transporte de la potencia que una nueva planta aportará. El escenario de estudio se forma por una red mallada de 68 nudos. La generación existente en el sistema supera los 888 MW y se pretende aumentar la capacidad de generación en 50 MW con la nueva instalación.

El escenario corresponde con el sistema eléctrico Balear, concerniente a las islas de Mallorca y Menorca, unidas mediante la interconexión por cable submarino de 132 kV, aunque el actual sistema insular es el mostrado en la figura 9.1.

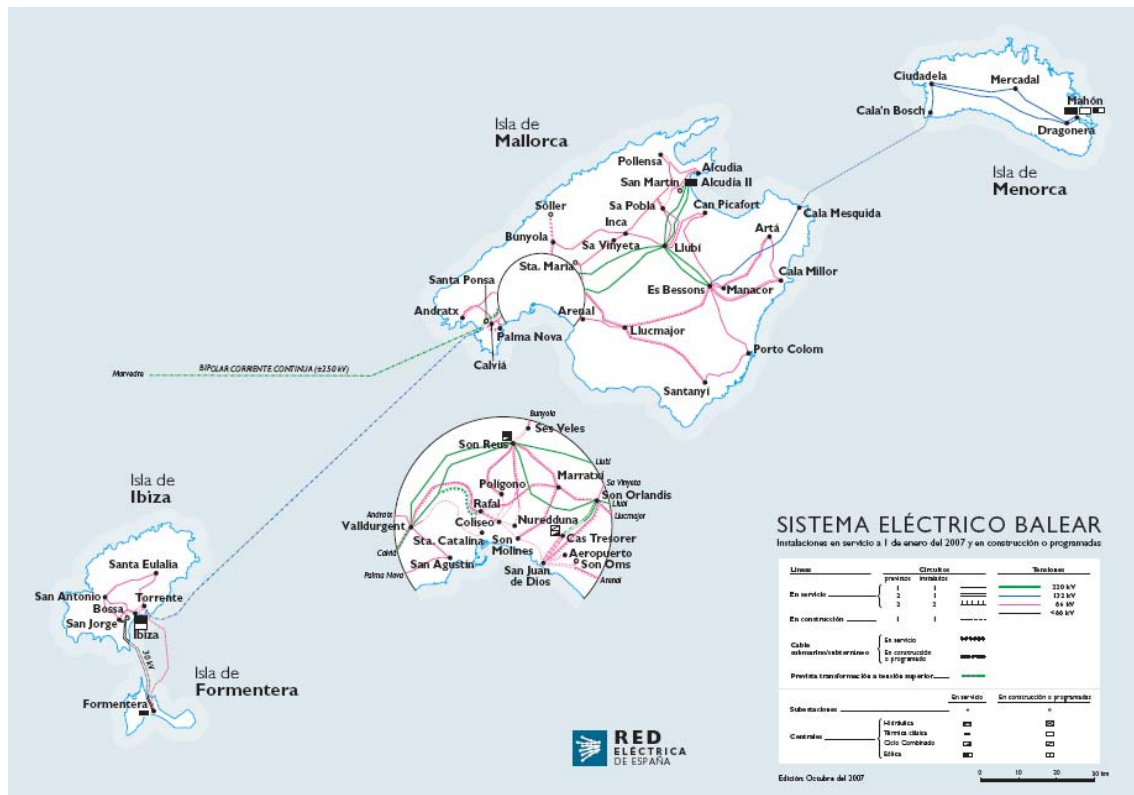


Figura 9.1: Sistema eléctrico Balear (cedido por REE).

Para realizar el estudio se utilizará PSS/E y las actividades que éste ejecuta para la resolución de flujo de carga, cortocircuitos y análisis de contingencias.

## 9.2.- Estudio.

Se plantea un escenario para el estudio y en su resolución se eliminan las limitaciones técnicas que aparezcan durante el análisis planteando alternativas para su corrección.

El sistema posee los datos siguientes de demanda y generación. Puede observarse una pequeña diferencia entre los valores de potencia generada y los de potencia que finalmente se consume debido a las pérdidas que se originan en el sistema.

$$P_{\text{consumida}} = P_{\text{generada}} - P_{\text{pérdidas}} \quad (1)$$

Donde:

$P_{\text{consumida}}$ : corresponde con la potencia demandada por el sistema.

$P_{\text{generada}}$ : potencia a entregar al sistema para satisfacer la demanda existente.

$P_{\text{pérdidas}}$ : parte de la potencia generada que no es utilizable.

Obtenemos unas pérdidas en el sistema de 17,2 MW y 27,25 MVar respectivamente para la potencia activa y reactiva.

En éste, pueden distinguirse fácilmente ambas islas, así como la interconexión entre el sistema Mallorquín y el de la isla de Menorca. Esta conexión se realiza en 132 kV y corresponde con la línea que une los nudos 27 y 10 del diagrama. Puede observarse que en estos nudos existe una reactancia, cuyo objetivo es el de compensar el efecto capacitivo del cable. La red de transporte la forman los nudos con nivel de tensión de 220 kV, presentes únicamente en la isla de Mallorca, nudos: 6, 17, 30, 36, 47 y 58.

Se concluye la descripción del sistema de estudio aludiendo a la concentración de elementos generadores de potencia entorno a la red de transporte, concentrándose en los nudos 30 y 47 en el caso de Mallorca y agrupando en el nudo 21 la generación de la isla de Menorca.



### Demanda en el sistema

Se indican las necesidades de potencia existentes en cada nudo. En un nudo pueden existir varias demandas independientes (con diferentes necesidades de potencia activa y reactiva), pero con el fin de simplificar la representación, se han agrupado los valores de las cargas, siendo su resultado el que se muestra en la tabla a continuación (sólo incluye los nudos del sistema en los que existe demanda):

| Nº Nudo      | Tensión (kV) | Potencia Activa (MW) | Potencia Reactiva (MVar) |
|--------------|--------------|----------------------|--------------------------|
| 1            | 66           | 20,8                 | -1,7                     |
| 2            | 66           | 17,4                 | -2,2                     |
| 3            | 66           | 21,4                 | 1,2                      |
| 4            | 66           | 24,5                 | 0,1                      |
| 5            | 66           | 28,0                 | 1,5                      |
| 9            | 66           | 27,3                 | -5,4                     |
| 10           | 132          | 0,0                  | 60,0                     |
| 11           | 66           | 42,3                 | 4,0                      |
| 12           | 66           | 50,3                 | 9,4                      |
| 13           | 132          | 26,2                 | 1,4                      |
| 14           | 66           | 55,5                 | 12,4                     |
| 15           | 132          | 39,1                 | 1,6                      |
| 16           | 66           | 12,2                 | 3,8                      |
| 19           | 66           | 35,8                 | 7,6                      |
| 20           | 66           | 42,7                 | 6,3                      |
| 25           | 66           | 28,4                 | 3,2                      |
| 26           | 132          | 17,4                 | 0,0                      |
| 27           | 132          | 0,0                  | 62,2                     |
| 28           | 66           | 16,4                 | -3,4                     |
| 29           | 66           | 43,2                 | -1,0                     |
| 30           | 220          | 9,8                  | -38,3                    |
| 35           | 66           | 44,3                 | 5,4                      |
| 38           | 66           | 13,6                 | -11,6                    |
| 39           | 66           | 17,5                 | -0,9                     |
| 40           | 66           | 41,4                 | 2,5                      |
| 41           | 66           | 18,3                 | -1,6                     |
| 42           | 66           | 14,4                 | -1,1                     |
| 43           | 66           | 64,3                 | 4,9                      |
| 44           | 66           | 39,4                 | 8,6                      |
| 45           | 66           | 11,9                 | -9,4                     |
| 46           | 66           | 19,5                 | -0,9                     |
| 60           | 66           | 27,3                 | -1,4                     |
| <b>TOTAL</b> |              | <b>870,6</b>         | <b>117,2</b>             |

*Tabla 9.1: Potencias demandadas en el sistema*

La *Tabla 9.1* sólo incluye los nudos del sistema en los que existe demanda, ver *Tabla 9.3* para estudiar el sistema completo.

### Generación en el sistema

En el sistema existen diferentes nudos de generación, en estos pueden existir varios grupos (ejemplos, Nudos 55, 66 y 68). La tensión de generación en el sistema es de 11kV o 12kV, posteriormente se eleva el nivel de tensión con fin de reducir perdidas en el transporte de energía hasta los puntos de consumo. Para equilibrar la generación a la demanda existente, se observan generadores que no participan en la generación los cuales están desconectados:

| Nº Nudo      | Tensión (kV) | P <sub>gen</sub> (MW) | P <sub>max</sub> (MW) | P <sub>min</sub> (MW) | Q <sub>gen</sub> (MVar) | Q <sub>max</sub> (MVar) | Q <sub>min</sub> (MVar) |
|--------------|--------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|-------------------------|-------------------------|-------------------------|
| 22           | 11           | 11,56                 | 13,60                 | -39,67                | 3,22                    | 12,00                   | -10,00                  |
| 23           | 11           | 9,66                  | 46,65                 | 0,00                  | -2,57                   | 24,00                   | -24,00                  |
| 24           | 11           | 12,90                 | 13,60                 | 6,60                  | 4,01                    | 12,00                   | -10,00                  |
| 31           | 12           | 116,90                | 120,08                | 66,01                 | 24,52                   | 93,00                   | -93,00                  |
| 32           | 12           | 118,14                | 122,19                | 66,01                 | 22,61                   | 93,00                   | -94,00                  |
| 33           | 12           | 115,02                | 122,27                | 49,12                 | 24,14                   | 97,00                   | -97,00                  |
| 34           | 12           | 119,97                | 121,78                | 44,28                 | 19,87                   | 97,00                   | -97,00                  |
| 49           | 11           | 68,15                 | 79,01                 | 3,28                  | 10,11                   | 56,25                   | -24,60                  |
| 50           | 11           | 68,31                 | 79,10                 | 3,97                  | 0,67                    | 56,25                   | -24,60                  |
| 51           | 11           | 71,80                 | 73,14                 | -2,25                 | 21,33                   | 60,00                   | -52,70                  |
| 52           | 11           | 47,95                 | 52,41                 | -0,05                 | 6,90                    | 41,25                   | -36,20                  |
| 53           | 11           | 51,40                 | 53,77                 | 4,00                  | 9,87                    | 41,25                   | -36,20                  |
| 54           | 11           | 50,71                 | 54,48                 | -0,12                 | 8,17                    | 41,25                   | -36,20                  |
| 55           | 11           | 10,03                 | 30,74                 | -0,13                 | -11,10                  | 22,57                   | -22,60                  |
| 55           | 11           | 0,00                  | 30,74                 | 3,06                  | 0,00                    | 22,57                   | -22,60                  |
| 57           | 11           | 15,51                 | 20,00                 | 0,00                  | 2,71                    | 3,00                    | -3,00                   |
| 61           | 11           | 0,00                  | 29,74                 | 6,74                  | 0,00                    | 28,00                   | -28,00                  |
| 62           | 11           | 0,00                  | 30,74                 | 2,20                  | 0,00                    | 24,00                   | -24,00                  |
| 63           | 11           | 0,00                  | 13,60                 | 6,60                  | 0,00                    | 12,00                   | -10,00                  |
| 64           | 11           | 0,00                  | 14,75                 | 3,83                  | 0,00                    | 18,00                   | -10,00                  |
| 65           | 11           | 0,00                  | 13,60                 | 0,00                  | 0,00                    | 7,00                    | -7,70                   |
| 66           | 12           | 0,00                  | 29,74                 | 6,74                  | 0,00                    | 23,00                   | -23,00                  |
| 66           | 12           | 0,00                  | 29,74                 | 6,74                  | 0,00                    | 23,00                   | -23,00                  |
| 67           | 11           | 0,00                  | 65,05                 | 0,00                  | 0,00                    | 60,00                   | -52,70                  |
| 68           | 11           | 0,00                  | 30,74                 | 6,06                  | 0,00                    | 22,57                   | -22,60                  |
| 68           | 11           | 0,00                  | 34,81                 | 6,74                  | 0,00                    | 22,57                   | -22,60                  |
| <b>TOTAL</b> |              | 888,02                |                       |                       | 144,45                  |                         |                         |

Tabla 9.2: Datos de generación en el sistema de estudio.

Donde:

Nº Nudo: nudo al que pertenecen los datos.

Tensión: indica la tensión de generación expresada en kV.

$P_{gen}$ : potencia activa generada por el grupo expresada en MW y el total del sistema.

$P_{max}$  y  $P_{min}$ : límites técnicos (potencia activa máxima y mínima) de los grupos.

$Q_{gen}$ : potencia reactiva generada por el grupo expresada en MVar y el total del sistema.

$Q_{max}$  y  $Q_{min}$ : límites técnicos (potencia reactiva máxima y mínima) de los grupos.

La *Tabla 9.2* sólo incluye los nudos del sistema en los que existe demanda, ver *Tabla 9.3* para estudiar el sistema completo.

### Nudos del sistema y resultados del flujo de cargas

Se muestran todos nudos del sistema y su tensión, indicando el tipo de nudo según sus características de carga, generación, etc. La tabla muestra los resultados del flujo de carga. Puede observarse que para realizar los cálculos se selecciona como nudo oscilante (o nudo de referencia) el 55, por ello su tensión base es la unidad y su ángulo nulo, es tomado como referencia para los cálculos del flujo de cargas.

Los niveles de tensión se encuentran dentro de los rangos de tolerancia por lo que la solución al flujo de cargas puede considerarse válida:

| Nº Nudo | Tensión (kV) | Tensión (pu) | Argumento (°) |
|---------|--------------|--------------|---------------|
| 1       | 66           | 1,0175       | -7,95         |
| 2       | 66           | 0,9751       | -10,36        |
| 3       | 66           | 1,0112       | -8,40         |
| 4       | 66           | 1,0010       | -8,30         |
| 5       | 66           | 1,0073       | -6,96         |
| 6       | 220          | 1,0193       | -0,47         |
| 7       | 132          | 1,0083       | -2,31         |
| 8       | 66           | 1,0218       | -4,89         |
| 9       | 66           | 1,0025       | -9,62         |
| 10      | 132          | 0,9763       | -4,80         |
| 11      | 66           | 1,0121       | -8,18         |
| 12      | 66           | 1,0018       | -8,60         |
| 13      | 132          | 0,9738       | -5,36         |
| 14      | 66           | 0,9966       | -7,81         |
| 15      | 132          | 0,9702       | -6,51         |
| 16      | 66           | 0,9918       | -8,94         |
| 17      | 220          | 1,0224       | 0,20          |
| 18      | 66           | 1,0130       | -4,11         |
| 19      | 66           | 1,0026       | -7,74         |
| 20      | 66           | 1,0185       | -5,71         |
| 21      | 132          | 0,9706       | -6,46         |
| 22      | 11           | 0,9878       | -2,94         |
| 23      | 11           | 0,9632       | -4,74         |
| 24      | 11           | 0,9915       | -2,59         |
| 25      | 66           | 1,0079       | -7,39         |
| 26      | 132          | 0,9684       | -6,89         |
| 27      | 132          | 0,9939       | -4,23         |
| 28      | 66           | 1,0128       | -6,91         |
| 29      | 66           | 1,0025       | -8,13         |
| 30      | 220          | 1,0293       | 1,48          |
| 31      | 12           | 1,0095       | 6,48          |
| 32      | 12           | 1,0081       | 6,53          |
| 33      | 12           | 1,0074       | 5,84          |
| 34      | 12           | 1,0049       | 6,40          |

|    |     |        |       |
|----|-----|--------|-------|
|    |     |        |       |
| 35 | 66  | 0,9967 | -7,85 |
| 36 | 220 | 1,0101 | -1,29 |
| 37 | 66  | 1,0122 | -6,72 |
| 38 | 66  | 1,0158 | -8,35 |
| 39 | 66  | 1,0142 | -5,26 |
| 40 | 66  | 0,9968 | -7,69 |
| 41 | 66  | 0,9829 | -9,27 |
| 42 | 66  | 1,0139 | -7,57 |
| 43 | 66  | 1,0019 | -8,47 |
| 44 | 66  | 1,0034 | -8,07 |
| 45 | 66  | 1,0120 | -8,26 |
| 46 | 66  | 1,0064 | -6,23 |
| 47 | 220 | 1,0119 | -0,65 |
| 48 | 66  | 1,0085 | -6,57 |
| 49 | 11  | 1,0225 | 3,49  |
| 50 | 11  | 1,0123 | 3,56  |
| 51 | 11  | 1,0342 | 3,64  |
| 52 | 11  | 1,0197 | 2,27  |
| 53 | 11  | 1,0228 | 2,46  |
| 54 | 11  | 1,0210 | 2,43  |
| 55 | 11  | 1,0000 | 0,00  |
| 56 | 66  | 1,0090 | -6,55 |
| 57 | 11  | 1,0700 | -4,23 |
| 58 | 220 | 1,0046 | -1,84 |
| 59 | 66  | 1,0195 | -7,14 |
| 60 | 66  | 0,9916 | -8,99 |
| 61 | 11  | 1,0000 | 0,00  |
| 62 | 11  | 1,0000 | 0,00  |
| 63 | 11  | 1,0000 | 0,00  |
| 64 | 11  | 1,0000 | 0,00  |
| 65 | 11  | 1,0000 | 0,00  |
| 66 | 12  | 1,0000 | 0,00  |
| 67 | 11  | 1,0000 | 0,00  |
| 68 | 11  | 1,0000 | 0,00  |

Tabla 9.3: Sistema de estudio. Nudos y resultados del flujo de carga.

### Corrientes de cortocircuito

Los nudos del 61 hasta 68 no se incluyen en el cálculo por estar desconectados. La solución al análisis de corrientes de cortocircuito es la que sigue a continuación:

|      |              | Cortocircuito trifásico | Cortocircuito monofásico |
|------|--------------|-------------------------|--------------------------|
| Nudo | Tensión (kV) | I <sub>cc</sub> (kA)    | I <sub>cc</sub> (kA)     |
| 6    | 220          | 8,05                    | 7,61                     |
| 17   | 220          | 9,57                    | 10,30                    |
| 30   | 220          | 9,65                    | 11,37                    |
| 36   | 220          | 7,90                    | 7,63                     |
| 47   | 220          | 9,70                    | 11,81                    |
| 58   | 220          | 6,92                    | 6,44                     |

*Tabla 9.4: Corrientes de cortocircuito existentes ante falta en los nudos del sistema.*



### Disponibilidad de capacidad de evacuación a la red de transporte.

Se muestra el resultado del análisis realizado a la red de transporte del sistema de estudio. Se determinará la capacidad de evacuación del nudo estudiado y se indicará cual es la opción indicada para realizar la conexión del nuevo generador al sistema existente.

Los datos que se presentan corresponden al nudo estudiado, indicándose la capacidad de evacuación en dos tablas. La primera de ellas se refiere a situación de disponibilidad total de los elementos del sistema (situación N), en este caso, no están permitidas las sobrecargas en elementos del sistema y las tensiones en los nudos estarán comprendidas en los límites indicados en el P.O. 1.1. En la segunda tabla se muestran los resultados del mismo sistema ante contingencias múltiples, se estudia la perturbación que aparece en el sistema ante la pérdida de algún elemento (situación N-x). En este caso están permitidas sobrecargas de un 15% en los elementos del sistema y las tensiones en los nudos se encontraran dentro de los límites establecidos en el P.O. 1.1.

En las tablas que se mostrarán a continuación, se representan los resultados del análisis efectuado para obtener los valores máximos de capacidad de evacuación del sistema tanto nodal como regional en situaciones de disponibilidad total (N) y frente a contingencias múltiples (N-x). En dichas tablas se presenta:

- Generación Solicitada: cantidad de potencia que se quiere evacuar en dicho nudo.
- Elemento Limitador: componente del sistema que presenta la capacidad de evacuación límite a la que se hace referencia en la tabla.
- Capacidad de Evacuación: capacidad de evacuación disponible para el elemento limitador.
- Circulación de Potencia Activa: indica el flujo de potencia activa a través del elemento limitador.
- Capacidad de Transporte Térmica: indica el límite de potencia máxima a ser transportada por el elemento limitador [MVA]. En situación de disponibilidad total (N), corresponderá al 100% del límite térmico del elemento y será calculada al 115% en situación de contingencia (N-x).
- Factor de Distribución: indica la importancia de la limitación que impone el elemento limitador sobre el sistema estudiado.
- Contingencia: descripción del elemento que presenta indisponibilidad sobre el sistema (en situación (N-x)).

Se presenta el estudio de la red de transporte presente en la isla de Mallorca, y se divide el estudio mediante criterios geográficos para evitar las restricciones presentes en la interconexión entre ambas islas.

Observaciones al estudio: No se incluirán las limitaciones presentes en la red de distribución del sistema de estudio, si se harán las notificaciones oportunas al Gestor de la Red de Distribución para que sea este quien tome las medidas oportunas para el refuerzo de la red de distribución o la explotación de dicha red de forma apropiada.

El estudio se realizara en los nudos de la red de transporte (220kV), y se analizara contra el sistema de Mallorca. Realizar el estudio contra el sistema menorquín no tiene interés práctico, pues la limitación aparece en la interconexión entre ambos sistemas.

## NUDO 6

- Disponibilidad total (N).

| Generación Solicitada [MW] | Elemento Limitador          | Capacidad de Evacuación [MW] | Circulación de Potencia Activa [MW] | Capacidad de Transporte Térmica [MVA] | Factor de Distribución [%] |
|----------------------------|-----------------------------|------------------------------|-------------------------------------|---------------------------------------|----------------------------|
| 50                         | Línea B6-B17, 220kV, ckt 1  | 915                          | 296                                 | 340                                   | 47,5                       |
| 50                         | Línea B6-B17, 220kV, ckt 2  | 925                          | 292                                 | 340                                   | 46,8                       |
| 50                         | Línea B17-B47, 220kV, ckt 1 | 960                          | 300                                 | 340                                   | 29,1                       |
| 50                         | Línea B17-B36, 220kV, ckt 1 | 1165                         | 274                                 | 340                                   | 19,1                       |

Tabla 9.5: Tabla de disponibilidad total del nudo 6.

La capacidad de evacuación disponible para el nudo 6 es de 915 MW, siendo el elemento limitador la línea que une los nudos 6 y 17, circuito 1. Y por lo tanto, sería viable para efectuar toda la evacuación.

- Disponibilidad (N-x), indisponibilidad.

| Generación Solicitada [MW] | Elemento Limitador          | Capacidad de Evacuación [MW] | Circulación de Potencia Activa [MW] | Capacidad de Transporte Térmica 115% [MVA] | Factor de Distribución [%] | Contingencia                |
|----------------------------|-----------------------------|------------------------------|-------------------------------------|--|----------------------------|-----------------------------|
| 50                         | Línea B17-B36, 220kV, ckt 1 | 510                          | 165                                 | 390  | 43,6                       | Línea B17-B47, 220kV, ckt 1 |
| 50                         | Línea B17-B47, 220kV, ckt 1 | 520                          | 155                                 | 390  | 44,9                       | Línea B17-B36, 220kV, ckt 1 |
| 50                         | Línea B6-B17, 220kV, ckt 1  | 630                          | 187                                 | 390  | 91,4                       | Línea B6-B17, 220kV, ckt 2  |
| 50                         | Línea B6-B17, 220kV, ckt 2  | 630                          | 187                                 | 390  | 91,4                       | Línea B6-B17, 220kV, ckt 1  |
| 50                         | Línea B36-B47, 220kV, ckt 1 | 970                          | 13                                  | 390  | 41,4                       | Línea B17-B47, 220kV, ckt 1 |
| 50                         | Línea B6-B17, 220kV, ckt 1  | 975                          | 74                                  | 390  | 47,5                       | Línea B7-B27, 132kV, ckt 1  |

Tabla 9.6: Tabla de indisponibilidad N-x del nudo 6.

La capacidad de evacuación disponible en este caso para el nudo 6 es de 510 MW, siendo el elemento limitador la línea que une los nudos 17 y 36, circuito 1. Y por lo tanto, sería viable para efectuar la evacuación de los 50 MW requeridos.

**Capacidad de evacuación para el nudo 6 = 510 MW.**

## NUDO 17

- Disponibilidad total (N).

| Generación Solicitada [MW] | Elemento Limitador           | Capacidad de Evacuación [MW] | Circulación de Potencia Activa [MW] | Capacidad de Transporte Térmica [MVA] | Factor de Distribución [%] |
|----------------------------|------------------------------|------------------------------|-------------------------------------|---------------------------------------|----------------------------|
| 50                         | Línea B17-B47, 220kV, ckt 1  | 930                          | 323                                 | 340                                   | 30,1                       |
| 50                         | Línea B17-B36, 220kV, ckt 1  | 1100                         | 293                                 | 340                                   | 20,2                       |
| 50                         | Línea B36-B47, 220kV, ckt 1  | >2000                        | 102                                 | 340                                   | 18,5                       |
| 50                         | Transformador B36-B37, ckt 3 | >2000                        | 65                                  | 80                                    | 0,6                        |

Tabla 9.7: Tabla de disponibilidad total del nudo 17.

La capacidad de evacuación disponible para el nudo 17 es de 930 MW, siendo el elemento limitador la línea que une los nudos 17 y 47, circuito 1. Y por lo tanto, sería viable para efectuar toda la evacuación.

- Disponibilidad (N-x), indisponibilidad.

| Generación Solicitada [MW] | Elemento Limitador          | Capacidad de Evacuación [MW] | Circulación de Potencia Activa [MW] | Capacidad de Transporte Térmica 115% [MVA] | Factor de Distribución [%] | Contingencia                |
|----------------------------|-----------------------------|------------------------------|-------------------------------------|--|----------------------------|-----------------------------|
| 50                         | Línea B17-B36, 220kV, ckt 1 | 490                          | 165                                 | 390  | 45,6                       | Línea B17-B47, 220kV, ckt 1 |
| 50                         | Línea B17-B47, 220kV, ckt 1 | 500                          | 155                                 | 390  | 46,9                       | Línea B17-B36, 220kV, ckt 1 |
| 50                         | Línea B17-B47, 220kV, ckt 1 | 865                          | 17                                  | 390  | 42,8                       | Línea B36-B47, 220kV, ckt 1 |
| 50                         | Línea B36-B47, 220kV, ckt 1 | 950                          | 13                                  | 390  | 42,3                       | Línea B17-B47, 220kV, ckt 1 |
| 50                         | Línea B17-B47, 220kV, ckt 1 | 1005                         | 86                                  | 390  | 30,1                       | Línea B7-B27, 132kV, ckt 1  |
| 50                         | Línea B17-B47, 220kV, ckt 1 | 1010                         | 85                                  | 390  | 30,1                       | Línea B10-B13, 132kV, ckt 1 |

Tabla 9.8: Tabla de indisponibilidad N-x del nudo 17.

La capacidad de evacuación disponible en este caso para el nudo 17 es de 490 MW, siendo el elemento limitador la línea que une los nudos 17 y 36, circuito 1. Y por lo tanto, sería viable para efectuar la evacuación de los 50 MW requeridos.

**Capacidad de evacuación para el nudo 17 = 490 MW.**

## NUDO 30

- Disponibilidad total (N).

| Generación Solicitada [MW] | Elemento Limitador          | Capacidad de Evacuación [MW] | Circulación de Potencia Activa [MW] | Capacidad de Transporte Térmica [MVA] | Factor de Distribución [%] |
|----------------------------|-----------------------------|------------------------------|-------------------------------------|---------------------------------------|----------------------------|
| 50                         | Línea B17-B47, 220kV, ckt 1 | 930                          | 323                                 | 340                                   | 30,1                       |
| 50                         | Línea B17-B36, 220kV, ckt 1 | 1100                         | 293                                 | 340                                   | 20,2                       |
| 50                         | Línea B17-B30, 220kV, ckt 1 | 1590                         | 479                                 | 680                                   | 27,8                       |
| 50                         | Línea B17-B30, 220kV, ckt 2 | 1710                         | 456                                 | 680                                   | 26,5                       |

Tabla 9.9: Tabla de disponibilidad total del nudo 30.

La capacidad de evacuación disponible para el nudo 30 es de 930 MW, siendo el elemento limitador la línea que une los nudos 17 y 47, circuito 1. Y por lo tanto, sería viable para efectuar toda la evacuación.

- Disponibilidad (N-x), indisponibilidad.

| Generación Solicitada [MW] | Elemento Limitador          | Capacidad de Evacuación [MW] | Circulación de Potencia Activa [MW] | Capacidad de Transporte Térmica 115% [MVA] | Factor de Distribución [%] | Contingencia                |
|----------------------------|-----------------------------|------------------------------|-------------------------------------|--|----------------------------|-----------------------------|
| 50                         | Línea B17-B36, 220kV, ckt 1 | 490                          | 165                                 | 390  | 45,6                       | Línea B17-B47, 220kV, ckt 1 |
| 50                         | Línea B17-B47, 220kV, ckt 1 | 500                          | 155                                 | 390  | 46,9                       | Línea B17-B36, 220kV, ckt 1 |
| 50                         | Línea B17-B30, 220kV, ckt 2 | 590                          | 458                                 | 780  | 54,3                       | Línea B17-B30, 220kV, ckt 1 |
| 50                         | Línea B17-B30, 220kV, ckt 1 | 590                          | 458                                 | 780  | 54,3                       | Línea B17-B30, 220kV, ckt 2 |
| 50                         | Línea B17-B47, 220kV, ckt 1 | 870                          | 17                                  | 390  | 17,3                       | Línea B36-B47, 220kV, ckt 1 |
| 50                         | Línea B36-B47, 220kV, ckt 1 | 950                          | 13                                  | 390  | 42,3                       | Línea B17-B47, 220kV, ckt 1 |

Tabla 9.10: Tabla de indisponibilidad N-x del nudo 30.

La capacidad de evacuación disponible en este caso para el nudo 30 es de 490 MW, siendo el elemento limitador la línea que une los nudos 17 y 36, circuito 1. Y por lo tanto, sería viable para efectuar la evacuación de los 50 MW requeridos.

**Capacidad de evacuación para el nudo 30 = 490 MW.**

## NUDO 36

- Disponibilidad total (N).

| Generación Solicitada [MW] | Elemento Limitador           | Capacidad de Evacuación [MW] | Circulación de Potencia Activa [MW] | Capacidad de Transporte Térmica [MVA] | Factor de Distribución [%] |
|----------------------------|------------------------------|------------------------------|-------------------------------------|---------------------------------------|----------------------------|
| 50                         | Transformador B36-B37, ckt 3 | 590                          | 75                                  | 80                                    | 3,4                        |
| 50                         | Transformador B36-B37, ckt 2 | 665                          | 73                                  | 80                                    | 3,2                        |
| 50                         | Línea B36-B47, 220kV, ckt 1  | 810                          | 167                                 | 340                                   | 49,2                       |
| 50                         | Línea B17-B36, 220kV, ckt 1  | 1105                         | 73                                  | 340                                   | 41,0                       |

Tabla 9.11: Tabla de disponibilidad total del nudo 36.

La capacidad de evacuación disponible para el nudo 36 es de 590 MW, siendo los elementos limitadores los transformadores que unen los nudos 36 y 37, circuitos 2 y 3. Y por lo tanto, sería viable para efectuar toda la evacuación.

- Disponibilidad (N-x), indisponibilidad.

| Generación Solicitada [MW] | Elemento Limitador           | Capacidad de Evacuación [MW] | Circulación de Potencia Activa [MW] | Capacidad de Transporte Térmica 115% [MVA] | Factor de Distribución [%] | Contingencia                |
|----------------------------|------------------------------|------------------------------|-------------------------------------|--|----------------------------|-----------------------------|
| 50                         | Transformador B36-B37, ckt 3 | 205                          | 85                                  | 92   | 3,1                        | Línea B47-B58, 220kV, ckt 2 |
| 50                         | Transformador B36-B37, ckt 2 | 300                          | 83                                  | 92   | 2,9                        | Línea B47-B58, 220kV, ckt 2 |
| 50                         | Transformador B36-B37, ckt 1 | 375                          | 81                                  | 92   | 2,8                        | Línea B47-B58, 220kV, ckt 2 |
| 50                         | Transformador B36-B37, ckt 3 | 450                          | 53                                  | 92   | 8,4                        | Línea B36-B47, 220kV, ckt 1 |
| 50                         | Transformador B36-B37, ckt 2 | 485                          | 52                                  | 92   | 8,1                        | Línea B36-B47, 220kV, ckt 1 |
| 50                         | Línea B36-B47, 220kV, ckt 1  | 660                          | 151                                 | 390  | 81,7                       | Línea B17-B36, 132kV, ckt 1 |

Tabla 9.12: Tabla de indisponibilidad N-x del nudo 36.

La capacidad de evacuación disponible en este caso para el nudo 36 es de 205 MW, siendo el elemento limitador el transformador que une los nudos 36 y 37, circuito 3. Y por lo tanto, sería viable para efectuar la evacuación de los 50 MW requeridos.

**Capacidad de evacuación para el nudo 36 = 205 MW.**

## NUDO 47

- Disponibilidad total (N).

| Generación Solicitada [MW] | Elemento Limitador          | Capacidad de Evacuación [MW] | Circulación de Potencia Activa [MW] | Capacidad de Transporte Térmica [MVA] | Factor de Distribución [%] |
|----------------------------|-----------------------------|------------------------------|-------------------------------------|---------------------------------------|----------------------------|
| 50                         | Línea B6-B17, 220kV, ckt 1  | 1085                         | 80                                  | 80                                    | 1,4                        |
| 50                         | Línea B6-B17, 220kV, ckt 2  | 1335                         | 77                                  | 80                                    | 1,3                        |
| 50                         | Línea B17-B47, 220kV, ckt 1 | 1335                         | 77                                  | 80                                    | 1,3                        |
| 50                         | Línea B17-B36, 220kV, ckt 4 | 1535                         | 223                                 | 339                                   | 25,8                       |

Tabla 9.13: Tabla de disponibilidad total del nudo 47.

La capacidad de evacuación disponible para el nudo 47 es de 1085 MW, siendo el elemento limitador el transformador que une los nudos 47 y 48, circuito 1. Y por lo tanto, sería viable para efectuar toda la evacuación.

- Disponibilidad (N-x), indisponibilidad.

| Generación Solicitada [MW] | Elemento Limitador           | Capacidad de Evacuación [MW] | Circulación de Potencia Activa [MW] | Capacidad de Transporte Térmica 115% [MVA] | Factor de Distribución [%] | Contingencia                 |
|----------------------------|------------------------------|------------------------------|-------------------------------------|--|----------------------------|------------------------------|
| 50                         | Transformador B47-B48, ckt 3 | 125                          | 90                                  | 92   | 1,6                        | Línea B47-B58, 220kV, ckt 2  |
| 50                         | Transformador B47-B48, ckt 2 | 365                          | 86                                  | 92   | 1,6                        | Línea B47-B58, 220kV, ckt 2  |
| 50                         | Transformador B47-B48, ckt 1 | 365                          | 87                                  | 92   | 1,6                        | Línea B47-B58, 220kV, ckt 2  |
| 50                         | Transformador B47-B48, ckt 3 | 735                          | 79                                  | 92   | 1,7                        | Transformador B47-B48, ckt 2 |
| 50                         | Transformador B47-B48, ckt 3 | 735                          | 79                                  | 92   | 1,7                        | Transformador B47-B48, ckt 1 |
| 50                         | Línea B36-B47, 220kV, ckt 1  | 1015                         | 13                                  | 390  | 13,4                       | Línea B17-B47, 132kV, ckt 1  |

Tabla 9.14: Tabla de indisponibilidad N-x del nudo 47.

La capacidad de evacuación disponible en este caso para el nudo 47 es de 125 MW, siendo el elemento limitador la línea que une los nudos 47 y 48, circuito 3. Y por lo tanto, sería viable para efectuar la evacuación de los 50 MW requeridos.

**Capacidad de evacuación para el nudo 47 = 125 MW.**

## NUDO 58

- Disponibilidad total (N).

| Generación Solicitada [MW] | Elemento Limitador           | Capacidad de Evacuación [MW] | Circulación de Potencia Activa [MW] | Capacidad de Transporte Térmica [MVA] | Factor de Distribución [%] |
|----------------------------|------------------------------|------------------------------|-------------------------------------|---------------------------------------|----------------------------|
| 50                         | Línea B47-B58, 220kV, ckt 2  | 560                          | 339                                 | 339                                   | 91,4                       |
| 50                         | Transformador B58-B59, ckt 2 | 720                          | 75                                  | 80                                    | 2,9                        |
| 50                         | Transformador B58-B59, ckt 1 | 760                          | 74                                  | 80                                    | 2,9                        |
| 50                         | Transformador B58-B59, ckt 3 | 765                          | 74                                  | 80                                    | 2,8                        |

Tabla 9.15: Tabla de disponibilidad total del nudo 58.

La capacidad de evacuación disponible para el nudo 58 es de 560 MW, siendo el elemento limitador la línea que une los nudos 47 y 58, circuito 2. Y por lo tanto, sería viable para efectuar toda la evacuación.

- Disponibilidad (N-x), indisponibilidad.

| Generación Solicitada [MW] | Elemento Limitador           | Capacidad de Evacuación [MW] | Circulación de Potencia Activa [MW] | Capacidad de Transporte Térmica 115% [MVA] | Factor de Distribución [%] | Contingencia                 |
|----------------------------|------------------------------|------------------------------|-------------------------------------|--|----------------------------|------------------------------|
| 50                         | Transformador B58-B59, ckt 2 | 270                          | 0                                   | 92   | 33,6                       | Línea B47-B58, 220kV, ckt 2  |
| 50                         | Transformador B58-B59, ckt 1 | 275                          | 0                                   | 92   | 33,3                       | Línea B47-B58, 220kV, ckt 2  |
| 50                         | Transformador B58-B59, ckt 3 | 275                          | 0                                   | 92   | 33,0                       | Línea B47-B58, 220kV, ckt 2  |
| 50                         | Transformador B58-B59, ckt 2 | 400                          | 77                                  | 92   | 3,7                        | Transformador B58-B59, ckt 1 |
| 50                         | Transformador B58-B59, ckt 2 | 400                          | 77                                  | 92   | 3,7                        | Transformador B58-B59, ckt 3 |
| 50                         | Línea B47-B58, 220kV, ckt 2  | 585                          | 153                                 | 390  | 92,6                       | Transformador B58-B59, ckt 2 |

Tabla 9.16: Tabla de indisponibilidad N-x del nudo 58.

La capacidad de evacuación disponible en este caso para el nudo 58 es de 510 MW, siendo el elemento limitador la línea que une los nudos 17 y 36, circuito 1. Y por lo tanto, sería viable para efectuar la evacuación de los 50 MW requeridos.

**Capacidad de evacuación para el nudo 58 = 270 MW.**



## **10-. Conclusiones.**

En primer lugar se ha realizado una búsqueda de información para formar una ligera introducción en cuanto a los distintos tipos de energía renovables existentes, seguida de una explicación profunda sobre la energía solar térmica y sus variantes y, sobre todo, sobre la tecnología de central térmica de torre, sus principios básicos, características por la que destaca y el panorama actual de aplicación sobre esta nueva tecnología en Madrid así como en España.

En segundo lugar y una vez conocida la citada tecnología, se ha realizado la aplicación práctica de la misma, realizando los análisis requeridos para el caso (contingencias, flujo de cargas y de cortocircuito) a un sistema aislado de 68 nudos, obteniendo como resultado la capacidad de evacuación en los seis nudos de 220kV del sistema. Como consecuencia de las operaciones requeridas para la consecución de los objetivos del proyecto, se han ampliado los conocimientos y habilidades en el manejo de la aplicación PSS/E para el análisis de sistemas eléctricos que pueden ser muy útiles a la hora de encontrar un futuro empleo.

Por último, y no por ello menos importante, se ha aprendido el procedimiento adecuado para el análisis de viabilidad de acceso a la red de transporte de una planta o grupo generador de energía eléctrica. Pudiéndose decir que es el primer trabajo que realizo como ingeniero técnico eléctrico.

## 11-. Bibliografía.

- [1] Barrero, Fermín “Sistemas de energía eléctrica”. Editorial Thomson, 2004.
- [2] Grainger, Jhon J. “Análisis de sistemas de potencia”. Editorial Mc. Graw Hill, 1985.
- [3] Gutierrez Castillejos, Jordi. “Cálculo de sistemas eléctricos con PSS/E: régimen permanente”. Ediciones UPC, 2007.
- [4] Siemens Power Transmission & Distribution, Inc. “PSS/E <sup>TM</sup> 30.2 Users Manual”. November 2005.
- [5] Greenpeace. “Renovables 100%. Un sistema eléctrico renovable para la España peninsular y su viabilidad económica”. Octubre 2006.
- [6] <http://www.ree.es>. Febrero 2009.
- [7] <http://www.unesa.es>. Febrero 2009.
- [8] <http://www.ciemat.es>. Febrero 2009.
- [9] <http://www.idae.es>. Febrero 2009.
- [10] <http://www.wikipedia.es>. Febrero 2009.
- [11] <http://www.sbp.de>. Febrero 2009.
- [12] <http://www.psa.es>. Febrero 2009.
- [13] <http://www.solarpaces.org>. Febrero 2009.
- [14] <http://www.eere.energy.org>. Febrero 2009.
- [15] <http://www.abengoa.es>. Febrero 2009.
- [16] <http://ies.jrc.ec.europa.eu>. Febrero 2009.
- [17] <http://www.europapress.es>. Febrero 2009.
- [18] <http://www.elmundo.es>. Febrero 2009.
- [19] <http://www.german.renewable-energy.com>. Febrero 2009.
- [20] <http://www.textoscientificos.com>. Febrero 2009.

## ANEXO 1-. Corrientes de cortocircuito en los nudos del sistema.

Los nudos del 61 hasta 68 no se incluyen en el cálculo por estar desconectados.

| Nudo | Tensión (kV) | Cortocircuito trifásico |               | Cortocircuito monofásico |               |
|------|--------------|-------------------------|---------------|--------------------------|---------------|
|      |              | I <sub>cc</sub> (kA)    | Argumento (°) | I <sub>cc</sub> (kA)     | Argumento (°) |
| 1    | 66           | 8,31                    | -80,28        | 6,72                     | -81,23        |
| 2    | 66           | 2,28                    | -70,04        | 1,52                     | -68,38        |
| 3    | 66           | 6,51                    | -79,12        | 4,98                     | -78,9         |
| 4    | 66           | 10,87                   | -75,08        | 8,65                     | -73,79        |
| 5    | 66           | 6,07                    | -72,98        | 4,49                     | -70,8         |
| 6    | 220          | 8,05                    | -78,74        | 7,61                     | -77,9         |
| 7    | 132          | 5,22                    | -84,61        | 5,01                     | -84,17        |
| 8    | 66           | 12,92                   | -80,66        | 12,16                    | -82,22        |
| 9    | 66           | 4,93                    | -82,04        | 3,52                     | -83,29        |
| 10   | 132          | 3,14                    | -75,92        | 2,58                     | -72,79        |
| 11   | 66           | 9,17                    | -76,01        | 7,51                     | -75,78        |
| 12   | 66           | 11,55                   | -75,49        | 9,50                     | -75,81        |
| 13   | 132          | 2,99                    | -76,5         | 2,54                     | -74,52        |
| 14   | 66           | 12,31                   | -77,39        | 11,05                    | -78,48        |
| 15   | 132          | 2,66                    | -79,84        | 2,89                     | -82,38        |
| 16   | 66           | 6,37                    | -73,41        | 4,58                     | -71,35        |
| 17   | 220          | 9,57                    | -78,59        | 10,30                    | -78,98        |
| 18   | 66           | 10,07                   | -82,52        | 9,82                     | -84,48        |
| 19   | 66           | 10,82                   | -74,7         | 8,54                     | -73,2         |
| 20   | 66           | 11,38                   | -79,48        | 9,98                     | -80,57        |
| 21   | 132          | 2,65                    | -80,03        | 2,92                     | -82,73        |
| 22   | 11           | 11,4                    | -88,87        | 6,89                     | -91,3         |
| 23   | 11           | 28,93                   | -91,05        | 24,62                    | -92,65        |
| 24   | 11           | 11,5                    | -88,48        | 6,93                     | -90,94        |
| 25   | 66           | 17,37                   | -77,01        | 16,59                    | -78,27        |
| 26   | 132          | 2,16                    | -79,53        | 2,09                     | -80,65        |
| 27   | 132          | 3,48                    | -80,89        | 2,86                     | -76,86        |
| 28   | 66           | 5,07                    | -78,5         | 3,73                     | -77,64        |
| 29   | 66           | 13,12                   | -75,55        | 11,12                    | -75,13        |
| 30   | 220          | 9,65                    | -79,08        | 11,37                    | -80,28        |
| 31   | 12           | 86,67                   | -81,41        | 62,70                    | -82,5         |
| 32   | 12           | 86,64                   | -81,33        | 62,64                    | -82,44        |
| 33   | 12           | 90,55                   | -81,92        | 63,94                    | -83,1         |
| 34   | 12           | 87,87                   | -81,54        | 62,95                    | -82,62        |
| 35   | 66           | 11,71                   | -77,79        | 10,34                    | -78,82        |
| 36   | 220          | 7,9                     | -79,01        | 7,63                     | -78,55        |
| 37   | 66           | 17,29                   | -77,96        | 16,71                    | -79,57        |
| 38   | 66           | 7,7                     | -78,06        | 6,09                     | -78,05        |
| 39   | 66           | 6,03                    | -81,6         | 4,60                     | -81,27        |
| 40   | 66           | 12,1                    | -76,49        | 10,78                    | -76,86        |
| 41   | 66           | 3,22                    | -71,34        | 2,23                     | -69,9         |
| 42   | 66           | 5,11                    | -79,81        | 3,70                     | -78,98        |
| 43   | 66           | 12,53                   | -74,73        | 10,54                    | -74,74        |
| 44   | 66           | 14,1                    | -77,25        | 12,26                    | -78,13        |
| 45   | 66           | 5,47                    | -74,93        | 3,90                     | -73,06        |
| 46   | 66           | 7,36                    | -79,2         | 6,07                     | -79,77        |
| 47   | 220          | 9,7                     | -79,01        | 11,81                    | -80,51        |
| 48   | 66           | 16,62                   | -79,07        | 17,53                    | -82,25        |
| 49   | 11           | 62,83                   | -83,99        | 41,18                    | -85,41        |
| 50   | 11           | 62,2                    | -83,92        | 40,77                    | -85,34        |
| 51   | 11           | 63,49                   | -83,83        | 41,57                    | -85,26        |
| 52   | 11           | 58,41                   | -85,05        | 35,59                    | -86,64        |
| 53   | 11           | 58,59                   | -84,85        | 35,69                    | -86,45        |
| 54   | 11           | 58,49                   | -84,88        | 35,63                    | -86,48        |
| 55   | 11           | 54,42                   | -87,19        | 30,99                    | -88,93        |
| 56   | 66           | 15,68                   | -77,64        | 16,17                    | -79,57        |
| 57   | 11           | 24,87                   | -91,1         | 16,03                    | -92,89        |
| 58   | 220          | 6,92                    | -79,27        | 6,44                     | -78,53        |
| 59   | 66           | 12,83                   | -79,04        | 11,91                    | -81,16        |
| 60   | 66           | 6,37                    | -72,85        | 4,56                     | 10            |

Tabla Anexo1.1: Corrientes de cortocircuito existentes ante falta en los nudos del sistema.